

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Факультет Заочный
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, начальник электроподстанций
ПО «МЭС» Кизильского РЭС
_____/ С.И. Пудовкин /
« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор
_____/ И.М. Кирпичникова /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Анализ и развитие сети 35 и 110 кВ Кизильского района Магнитогорских электрических сетей с подключением подстанции 110/10 кВ «Полевая»

(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.04.02.2017.125-351. ВКР
(код направления/специальности, год, номер студенческого)

Руководитель, к.т.н., доцент

_____/ В.В. Тарасенко /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Автор

студент группы ПЗ – 382м
_____/ Д.С. Адищев /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, к.т.н., доцент

_____/ В.В. Тарасенко /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Челябинск 2017

АННОТАЦИЯ

Адищев Д.С. Проект развития аграрного района с подключением подстанции 110\10 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, Э; 2017, 78 с. 9 ил., библиогр. список – 12 наим., 4 листов чертежей ф. А1.

В данном проекте рассматривается сеть, часть которой работает на напряжении 35 кВ, а остальная часть – на напряжении 110 кВ. В проекте были проанализированы минимальный, максимальный и послеаварийный режимы сети, проведено регулирование напряжения в системе.

Также была подключена подстанция класса напряжения 110 кВ. Был выбран выгодный вариант подключения подстанции.

Для защиты и автоматики присоединений подстанции «Полевая» установлены терминалы научно-производственного предприятия «ЭКРА». Были изучены функциональные возможности выбранных терминалов, выполнен расчёт и выбор уставок устройств релейной защиты секционного выключателя.

					130402.2017.351.00 ПЗ ВКР			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Адищев Д.С.</i>				Анализ и развитие сети 35 и 110 кВ Кизильского района Магнитогорских электрических сетей с подключением подстанции 110/10 кВ «Полевая»	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Тарасенко В.В.</i>						2	78
<i>Реценз.</i>						ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ		
<i>Н.контр.</i>	<i>Тарасенко В.В.</i>							
<i>Утв.</i>	<i>Кирпичникова И.М.</i>							

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....		5
1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ.....		6
2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ СЕТИ		
2.1. Баланс активных мощностей.....		8
2.2. Баланс реактивных мощностей.....		10
2.3. Анализ сети 35 кВ.....		13
2.3.1. Проверка сети по допустимому току.....		13
2.3.2. Проверка сети по допустимой потере напряжения.....		14
2.4. Анализ работы трансформаторов.....		16
2.5. Анализ работы электрической сети 110 кВ.....		20
3. АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ		
3.1. Расчет приведенных нагрузок для расчетной схемы замещения электрической сети.....		22
3.2. Расчет установившихся режимов.....		27
4. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМЕ		
4.1 Расчет и выбор отпаек силовых трансформаторов.....		31
5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ П/СТ «ПОЛЕВАЯ»		
5.1. Техничко-экономические показатели первого варианта развития сети.....		36
5.1.1 Определение приведенных народнохозяйственных затрат.....		39
5.2. Техничко-экономические показатели второго варианта развития сети.....		40
5.2.1 Определение приведенных народнохозяйственных затрат.....		43
5.3. Выбор силовых трансформаторов п/ст «Полевая».....		37
5.4. Выбор сечения проводов питающих ЛЭП.....		39
5.5. Выбор схемы подстанции.....		41
6. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ П/СТ 110/10 кВ «ПОЛЕВАЯ»		
6.1 Обоснование необходимости строительства п/ст 110/10 кВ «Полевая».....		45
6.2 Выбор силовых трансформаторов п/ст «Полевая».....		45
6.3 Выбор сечения проводов питающих ЛЭП.....		47
6.4 Выбор схемы подстанции.....		49
7. ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ		
6.1. Выбор высоковольтных выключателей.....		52
6.2. Выбор разъединителей 110 кВ.....		53
8. МОЛНИЕЗАЩИТА П/СТ «ПОЛЕВАЯ».....		55
9. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ «ПОЛЕВАЯ»		
9.1. Общие требования.....		58
9.2. Защита и автоматика силовых трансформаторов Т1(Т2).....		62
9.2.1. Силовой трансформатор Т1 состав комплекса защит, автоматики и управления.....		55

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

9.3.Силовой трансформатор Т2 состав комплекса защит, автоматики и управления	61
9.4.Силовые трансформаторы Т1 и Т2, объём защит, автоматики сигнализации.....	63
9.5. Комплект защит, автоматики и сигнализации вводных выключателей 10 кВ трансформатора Т1 (Т2).	64
9.6. Комплект защит, автоматики и сигнализации секционных выключателей 10 кВ.....	65
8.7. Комплект защит, автоматики и сигнализации выключателей отходящих линий (ОЛ) 10 кВ, ТСН 10 кВ.	66
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	68
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	69

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический
Факультет Энергетический
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/И.М. Кирпичникова/
_____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную научную работу (диссертацию) студента

Адищева Дмитрия Сергеевича
(Ф. И.О. полностью)

Группа ПЗ-382м

1. Тема выпускной квалификационной работы

Анализ и развитие сети 35 и 110 кВ Кизильского района Магнитогорских
электрических сетей с подключением подстанции 110/10 кВ «Полевая»

утверждена приказом по университету от _____ 20 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к работе

Существующая схема электроснабжения аграрного района
Режимные параметры существующей схемы электрических соединений

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

- расчет и анализ существующей электрической сети, прилегающей к развивающемуся промышленному объекту;
- выбор технически и экономически приемлемого варианта развития схемы питания электроэнергией аграрного района с присоединением новой подстанции;
- разработка открытого распределительного устройства с комплектными элементами на 110/10 кВ;
- разработка релейной защиты объекта подстанции 110/10 кВ, элементов автоматизации;

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

Схема электрических соединений принятого варианта развития – 1 лист;

Главная схема электрических соединений новой подстанции 110/10 кВ – 1 лист;

Карты максимального, минимального, послеаварийного режимов электрической сети – 1 лист;

План и разрезы открытого распределительного устройства 110/10 кВ – 1 лист;

Всего 4 листов

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель _____

(подпись)

Задание принял к исполнению _____

(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Получение задания на ВКР	Сентябрь 2015 г.	
Сбор необходимой информации и её компоновка	Октябрь - Декабрь 2015 г.	
Расчет и анализ существующей электрической сети	Январь – Май 2016 г.	
Выбор технически и экономически приемлемого варианта развития	Сентябрь - Декабрь 2016 г.	
Разработка открытого распределительного устройства	Январь 2017 г.	
Разработка и расчет релейной защиты и автоматики	Февраль - Май 2017 г.	
Оформление расчетно-пояснительной записки и графической части	Сентябрь – Декабрь 2017 г.	

Заведующий кафедрой _____/И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____/В.В Тарасенко/

Студент _____/Д.С. Адищев/

ВВЕДЕНИЕ

Важной особенностью развития ЭЭС является обеспечение надежного и бесперебойного питания потребителей. Бесперебойность электроснабжения воплощает в себе множество взаимозависимых составляющих: начиная от разработки и изготовления огромного количества разнотипного оборудования и аппаратуры, качества проектов, монтажа, наладки и до ввода в действие оборудования и доведения режима его работы до нормы.

Задачей проектирования энергосистем является разработка с учетом новейших достижений науки и техники, и технико-экономическое обоснование решений, определяющих формирование энергетических объединений и развитие электрических станций, электрических сетей и средств их эксплуатации и управления, при которых обеспечивается оптимальная надежность снабжения потребителей электрической энергией в необходимых количествах и требуемого качества с минимальными затратами.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ СЕТИ

2.1 Баланс активных мощностей

В каждый момент времени в систему должно поступать от генераторов электростанций столько электроэнергии, сколько нужно потребителям с учетом потерь при передаче, то есть должен соблюдаться баланс по активным мощностям при неизменной частоте:

$$\sum P_{Г} = \sum P_{П} , \quad (1)$$

где $\sum P_{Г}$ - суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$\sum P_{П}$ - суммарная потребляемая мощность.

Баланс активных мощностей в данном сетевом районе обеспечивается за счет обменной мощности соседней системы (п/ст Снежная).

Баланс активных мощностей рассматриваем для режима максимальных нагрузок ($P_{н} = P_{н.макс}$).

$$\sum P_{П} = \sum P_{н} + \sum P_{сн} + \sum \Delta P_{л} + \sum \Delta P_{м} , \quad (2)$$

где $\sum P_{н}$ - нагрузки потребителей;

$\sum P_{сн}$ - нагрузка собственных нужд электростанции;

$\sum \Delta P_{л}$ - потери мощности в линиях;

$\sum \Delta P_{м}$ - потери мощности в трансформаторах.

Суммарные потери активной мощности в линиях принимаем 3%, в трансформаторах 1,4% от мощности всех нагрузок. Расход активной мощности на собственные нужды принимаем из [2] 6% от установленной мощности генераторов электростанции.

Определим суммарную активную мощность всех нагрузок в системе:

$$\sum P_{н} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 + P_9 + P_{10} + P_{11} + P_{12} + P_{13} + P_{ЭС-1} , \quad (3)$$

$$\sum P_{н} = 2,35 + 2,63 + 0,41 + 5,6 + 2,87 + 0,71 + 1,63 + 3,93 + 1,09 + 1,78 + 1,46 + 2,08 + 1,99 = 28,53 \text{ (МВт)}$$

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

Активная мощность источника:

$$P_{гЭС-1} = 30 \text{ МВт.}$$

Расход активной мощности на собственные нужды:

$$P_{сн.1} = 0,06 \cdot 30 = 1,8 \text{ (МВт).}$$

Суммарные потери активной мощности в линиях:

$$\sum \Delta P_{л} = 0,03 \cdot (\sum P_{н} - P_{сн.1} - \Delta P_{гЭС-1}). \quad (4)$$

Потери активной мощности в трансформаторах:

$$\sum \Delta P_m = \Delta P_{m1} + \Delta P_{m2} + \Delta P_{m3} + \Delta P_{mЭС-1}, \quad (5)$$

$$\Delta P_{m1} = 0,014 \cdot (5,6 + 0,71) = 0,088 \text{ (МВт)},$$

$$\Delta P_{m2} = 0,014 \cdot (3,93 + 1,63) = 0,078 \text{ (МВт)},$$

$$\Delta P_{m3} = 0,014 \cdot 2,87 = 0,04 \text{ (МВт)},$$

$$\Delta P_{mЭС-1} = 0,014 \cdot (P_{з1} - P_{сн.1}), \quad (6)$$

$$\Delta P_{mЭС-1} = 0,014 \cdot (30 - 1,8) = 0,394 \text{ (МВт)},$$

$$\sum \Delta P_m = 0,088 + 0,078 + 0,04 + 0,394 = 0,6 \text{ (МВт)},$$

$$\sum \Delta P_{л} = 0,03 \cdot (28,53 - 1,8 - 0,394) = 0,79 \text{ (МВт)},$$

$$\sum P_n = 28,53 + 0,6 + 0,79 + 1,8 = 31,72 \text{ (МВт)},$$

$$\sum P_z = 30 \text{ (МВт)}.$$

По балансу необходимая потребляемая мощность в балансирующем узле:

$$P_c = \sum P_r - \sum P_n, \quad (7)$$

$$P_c = 30 - 31,72 = -1,72 \text{ (МВт)}.$$

В итоге получаем, что генерируемая на электростанции сети мощность меньше потребляемой мощности.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

2.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивных мощностей в системе соответствует равенство:

$$\sum Q_2 + \sum Q_3 \pm Q_{ку} \pm Q_c = \sum Q_{\Pi}, \quad (8)$$

где $\sum Q_2$ - суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанций при коэффициенте мощности не ниже номинального;

$\sum Q_3$ - зарядная мощность линий;

$Q_{ку}$ - реактивная мощность компенсирующих устройств;

Q_c - величина обменной реактивной мощности (определяется заданным коэффициентом мощности соседней энергосистемы $\operatorname{tg} \varphi_c$).

Баланс реактивной мощности проверяется для режима максимальных нагрузок: $Q_H = Q_{H(\max)}$.

$$\sum Q_{\Pi} = \sum Q_H + \sum Q_{сн} + \sum \Delta Q_L + \sum \Delta Q_T, \quad (9)$$

где $\sum Q_H$ - суммарная нагрузка потребителей реактивной мощности;

$\sum Q_{сн}$ - нагрузка собственных нужд электростанций;

$\sum \Delta Q_L$ - суммарные потери мощности в линиях передачи;

$\sum \Delta Q_T$ - суммарные потери мощности в трансформаторах.

Потери реактивной мощности для воздушных линий примем 5% от модуля полной передаваемой по линии мощности. Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют 7% от полной мощности, проходящей через трансформатор. Расход реактивной мощности на собственные нужды оценивается коэффициентом мощности механизмов с.н. $\operatorname{tg} \varphi_{сн} = 0,7$.

Коэффициент мощности для генераторов электрической станции $\cos \varphi_{Г} = 0,8$, $\operatorname{tg} \varphi_{Г} = 0,75$. Реактивную мощность, генерируемую воздушными линиями $\sum Q_3$,

примем: для одноцепных линий 110 кВ - $30 \frac{\text{кВАр}}{\text{км}}$.

$$\begin{aligned} \sum Q_{3110} &= 0,03 \cdot (100 + 10 + 20 + 3 + 30 + 25 + 15 + 50 + 25 + 15 + 17 + 40) = \\ &= 10,5(\text{МВАр}) \end{aligned}$$

									Лист
									10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР				

Определим суммарную потребляемую нагрузками реактивную мощность:

$$\begin{aligned} \sum Q_n &= Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12} + Q_{13} + Q_{ЭС-1} = \\ &= P_1 \cdot \operatorname{tg} \phi_1 + P_2 \cdot \operatorname{tg} \phi_2 + P_3 \cdot \operatorname{tg} \phi_3 + P_4 \cdot \operatorname{tg} \phi_4 + P_5 \cdot \operatorname{tg} \phi_5 + P_6 \cdot \operatorname{tg} \phi_6 + P_7 \cdot \operatorname{tg} \phi_7 + P_8 \cdot \operatorname{tg} \phi_8 + \\ &+ P_9 \cdot \operatorname{tg} \phi_9 + P_{10} \cdot \operatorname{tg} \phi_{10} + P_{11} \cdot \operatorname{tg} \phi_{11} + P_{12} \cdot \operatorname{tg} \phi_{12} + P_{13} \cdot \operatorname{tg} \phi_{13} + P_{ЭС-1} \cdot \operatorname{tg} \phi_{ЭС-1}, \end{aligned} \quad (10)$$

$$\begin{aligned} \sum Q_n &= 1,76 + 1,98 + 0,3 + 4,21 + 2,15 + 0,53 + 1,22 + 2,95 + 0,82 + 1,34 + \\ &+ 1,09 + 1,56 + 1,5 + 10 = 31,41 \text{ (МВАр)}. \end{aligned}$$

Расход реактивной мощности на собственные нужды:

$$Q_{сн} = P_{сн} \cdot \operatorname{tg} \phi_{сн}, \quad (11)$$

$$Q_{сн1} = 1,8 \cdot 0,7 = 1,26 \text{ (МВАр)}.$$

Суммарные потери реактивной мощности в линиях:

$$Q_{линий} = \left(\sum Q_{Г} + Q_3 - Q_{ЭС-1} - Q_{сн1} - \Delta Q_{ТЭС-1} \right). \quad (12)$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

$$\sum \Delta Q_T = \Delta Q_{T1} + \Delta Q_{T2} + \Delta Q_{T3} + \Delta Q_{Т.ЭС-1}, \quad (13)$$

$$\Delta Q_{m1} = 0,07 \cdot |S_{CH} + S_{HH}|, \quad (14)$$

$$\Delta Q_{T1} = 0,07 \cdot \sqrt{(5,6 + 0,71)^2 + (4,21 + 0,53)^2} = 0,552 \text{ (МВАр)},$$

$$\Delta Q_{T2} = 0,07 \cdot \sqrt{(1,63 + 3,93)^2 + (2,95 + 1,22)^2} = 0,487 \text{ (МВАр)},$$

$$\Delta Q_{T3} = 0,07 \cdot \sqrt{2,87^2 + 2,15^2} = 0,251 \text{ (МВАр)},$$

$$\Delta Q_{Т.ЭС-1} = 0,07 \cdot \sqrt{29,9^2 + 6,78^2} = 2,15 \text{ (МВАр)},$$

$$\sum \Delta Q_T = 2,15 + 0,552 + 0,487 + 0,251 = 3,44 \text{ (МВАр)},$$

$$Q_{линий} = (22,5 + 10,5 - 10 - 1,26 - 2,15) = 19,59 \text{ (МВАр)},$$

$$\Delta Q_{л} = 0,05 \cdot \sqrt{24,1^2 + 19,59^2} = 1,55 \text{ (МВАр)},$$

$$\sum Q_n = 19,59 + 1,26 + 1,55 + 3,44 = 25,84 \text{ (МВАр)}.$$

Определим суммарную реактивную мощность, вырабатываемую генераторами:

$$Q_{ГЭС} = P_{ГЭС} \cdot \operatorname{tg} \phi_{Г}, \quad (15)$$

$$Q_{ЭС-1} = 30 \cdot 0,75 = 22,5 \text{ (МВАр)},$$

					13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

$$\sum Q_2 = 22,5 \text{ (МВАр)}.$$

Определим величину избыточной реактивной мощности:

$$Q_{изб} = \sum Q_2 + \sum Q_3 - \sum Q_n, \quad (16)$$

$$Q_{изб} = 22,5 + 10,5 - 25,84 = 7,16 \text{ (МВАр)}.$$

Таким образом, мощность в базисном узле $P_c + jQ_c = 1,72 - j7,16$ (МВА). При этом коэффициент мощности системы $\text{tg}\phi_c = \frac{Q_c}{P_c} = \frac{7,16}{1,72} = 4,16$. Заданный коэффициент

мощности системы ($\text{tg}\phi_c = 0 \dots 0,35$) не обеспечивается, поэтому необходимо устанавливать дополнительные КУ, работающие в режиме потребления реактивной мощности или изменять предел реактивной мощности на электростанции.

Чтобы выполнялось условие $\text{tg}\phi_c = 0 \dots 0,35$ необходимо выполнение условия $Q_c = 0,602$ (МВАр) (при $\text{tg}\phi_c = 0,35$), то есть необходимо уменьшить выработку реактивной мощности на ЭС-1, путём уменьшения тока возбуждения, на величину 6,558 А. Выработка составит $Q_{эЭС-1} = 15,942$ (МВАр). Проверим генератор по устойчивой работе $\text{tg}\phi_{гЭС-1} = \frac{Q_{гЭС-1}}{P_{эЭС-1}} = \frac{15,982}{30} = 0,533$, зная $\text{tg}\phi_{эЭС-1}$ находим $\cos\phi_{гЭС-1} = 0,883$. По условиям устойчивой работы генератора данная величина $\cos\phi_{эЭС-1}$ является допустимой.

Мощность в балансирующем узле (п/ст Кизил):

$P_c + jQ_c = 1,72 - j0,602$ (МВА), тогда коэффициент мощности системы: $\text{tg}\phi_c = \frac{Q_c}{P_c} = \frac{0,602}{1,72} = 0,35$ что удовлетворяет заданному договорному коэффициенту

мощности соседней энергосистемы.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.3 Анализ сети 35 кВ

Сеть 35 кВ кольцевая с двусторонним питанием, источником питания являются шины 35 кВ п/ст «Кизил» и п/ст «Красногвардейская» (рисунок 1). Это сеть местного значения, поэтому расчеты проводим упрощенно. Необходимость реконструкции определяется по двум условиям:

- 1) по допустимому току: $I_{нб.i} \leq I_{доп}$;
- 2) по допустимой потере напряжения: $\Delta U_{нб.i} \leq \Delta U_{доп}$.

2.3.1 Проверка сети по допустимому току

При проверке сети по допустимому току необходимо рассмотреть все возможные послеаварийные режимы работы сети.

Сеть 35 кВ изображена на рисунке 1. Обозначим для удобства линии: Л₁, Л₂, Л₃, Л₄, Л₅ результаты расчета сведем в таблицу 6.

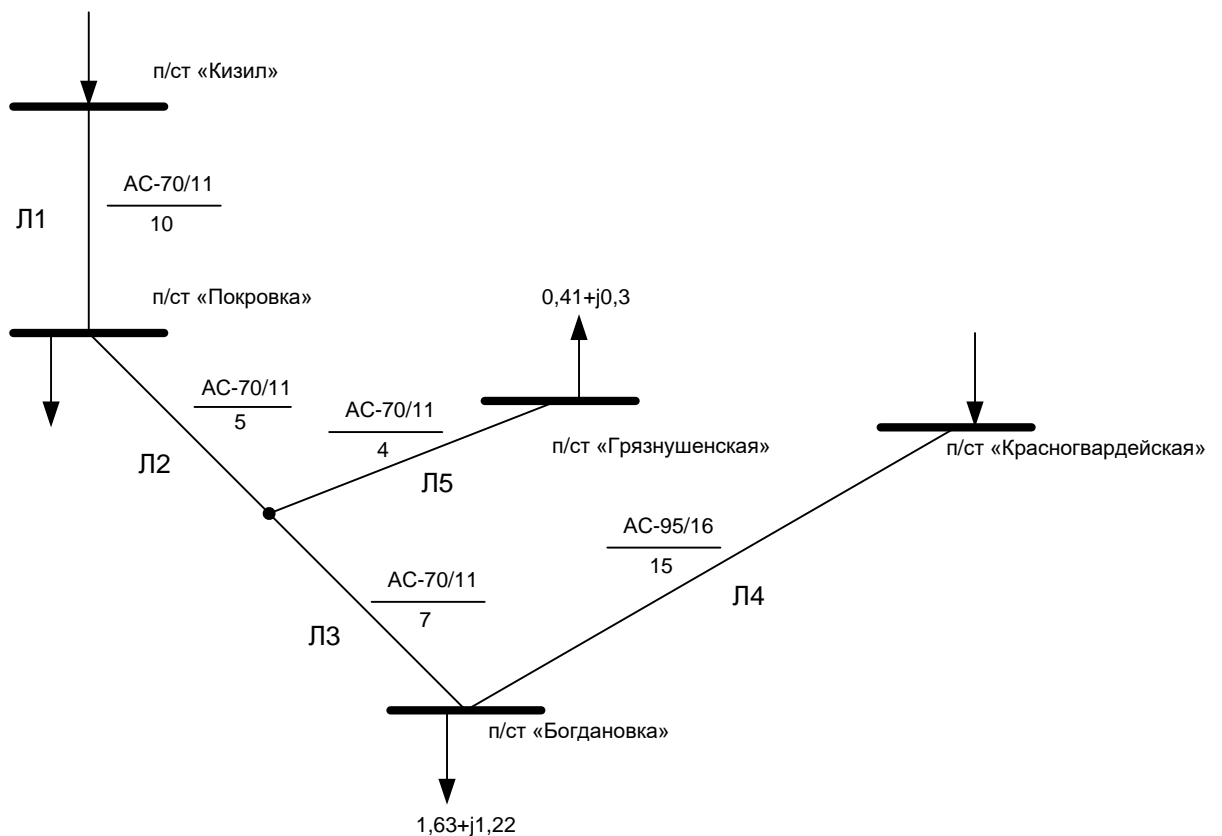


Рисунок 1 – Сеть 35 кВ

					13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Таблица 6 – Проверка линий по нагреву в аварийных режимах

№ линии	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5
S, MBA					
№ отк.лин	$P_1 + jQ_1,$ MBA	$P_2 + jQ_2,$ MBA	$P_3 + jQ_3,$ MBA	$P_4 + jQ_4,$ MBA	$P_5 + jQ_5,$ MBA
Л1	-	0,71+j0,53	1,12+j0,8	2,76+j2	0,41+j0,3
Л2	0,71+j0,53	-	0,41+j0,29	2,04+j1,48	0,41+j0,3
Л3	1,12+j0,8	0,41+j0,29	-	1,63+j1,22	0,41+j0,3
Л4	2,77+j2,02	2,05+j1,49	1,63+j1,22	-	0,41+j0,3
Л5	3,53+j1,62	2,8+j1,08	2,77+j1,07	1,14-j0,12	-
$I_{\text{нб.пав}}, \text{A}$	70,76	55,2	55,3	54,8	8,19
$n_c F_c$	АС-70/11	АС-70/11	АС-70/11	АС-95/16	АС-70/11
$I_{\text{доп}}^c, \text{A}$	265	265	265	330	265

Из таблицы видно, что в аварийных режимах максимальные токи не превышают допустимых величин, следовательно, реконструкции сети по линиям не требуется.

2.3.2 Проверка по допустимой потере напряжения

Рассчитаем параметры линий:

$$\begin{aligned} r &= r_0 \cdot l, \\ x &= x_0 \cdot l. \end{aligned} \tag{17}$$

Л1: АС-70/11, $l = 10$ (км).

$$r_0 = 0,422 \text{ (Ом/км); } r_1 = 0,422 \cdot 10 = 4,22 \text{ (Ом).}$$

$$x_0 = 0,432 \text{ (Ом/км); } x_1 = 0,432 \cdot 10 = 4,32 \text{ (Ом).}$$

Аналогично рассчитываются параметры схемы замещения для остальных линий. Результаты занесены в таблицу 7.

Таблица 7 – Параметры линий

Линия	r , (Ом)	x , (Ом)
Л1	4,22	4,32
Л2	2,11	2,22
Л3	2,95	3,11
Л4	4,51	6,51
Л5	1,69	1,78

Определим наибольшую потерю напряжения, при этом для любого участка:

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot r_i + Q_i \cdot x_i}{U_{ном}}, \quad (18)$$

где P_i , Q_i , r_i , x_i – потоки активной и реактивной мощности на участке сети и его сопротивления соответственно.

$$\Delta U_{Л1} = \frac{3,83 \cdot 4,22 + 0,8 \cdot 4,44}{35} = 0,563 \text{ (кВ)},$$

$$\Delta U_{Л2} = \frac{3,08 \cdot 2,11 + 0,25 \cdot 2,22}{35} = 0,2 \text{ (кВ)},$$

$$\Delta U_{Л3} = \frac{2,65 \cdot 2,95 + 0,03 \cdot 3,11}{35} = 0,226 \text{ (кВ)},$$

$$\Delta U_{Л4} = \frac{1,01 \cdot 4,51 + 1,24 \cdot 6,51}{35} = 0,36 \text{ (кВ)},$$

$$\Delta U_{Л5} = \frac{0,41 \cdot 1,69 + 0,29 \cdot 1,78}{35} = 0,03 \text{ (кВ)},$$

Допустимые потери напряжения по нормированным отклонениям напряжения на приемниках:

$$\Delta U_{дон} = 5\%,$$

$$\Delta U = \frac{0,563}{35} \cdot 100\% = 1,6\%.$$

Небольшое отклонение напряжения в 5% регулируется на потребителях с помощью отпаек на трансформаторах. Таким образом, условие выполняется, сеть реконструкции не подлежит.

Рассчитаем потери мощности для всех n участков сети:

$$\Delta \underline{S} = \sum_{i=1}^n \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot (r_i + jx_i), \quad (19)$$

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S} = & \frac{3,79^2 + 0,78^2}{35^2} \cdot (4,22 + j4,44) + \frac{3,06^2 + 0,25^2}{35^2} \cdot (2,11 + j2,22) + \\ & + \frac{2,64^2 + 0,02^2}{35^2} \cdot (2,95 + j3,11) + \frac{1^2 + 1,2^2}{35^2} \cdot (4,51 + j6,51) + \\ & + \frac{0,41^2 + 0,3^2}{35^2} \cdot (1,69 + j1,78) = 0,094 + j0,102 \text{ (MVA)}. \end{aligned}$$

2.4 Анализ работы трансформаторов

Необходимость в реконструкции подстанции возникает при перспективном росте трансформируемых мощностей, когда коэффициенты нагрузки и аварийной перегрузки трансформаторов превысят допустимые значения. Аварийную перегрузку ($k_{\text{ав}}$) примем равной 140% на время максимума не более 5 суток.

Так как в рассматриваемом сетевом районе потребители в основном 2-й категории надежности, то при выборе трансформаторов на подстанции необходимо рассмотреть все возможные послеаварийные ситуации.

1) Подстанция «Кизил»:

Для понижающих подстанций надежное электроснабжение обеспечивается, если:

$$\frac{S_{\text{ав}}}{(n_{\text{т}} - n_{\text{отк}}) \cdot S_{\text{т}}} \leq k_{\text{ав}}, \quad (20)$$

где $n_{\text{т}}$, $S_{\text{т}}$ – количество и единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанции;

$n_{\text{отк}}$ – количество отключенных трансформаторов;

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\underline{S}_{ав} = \underline{S}_{нб} - \underline{S}_{нрез}$ – мощность в аварийном режиме, определяется по наибольшей нагрузке с учетом возможного резервирования по сети низкого напряжения.

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме:

$$\underline{S}_{нб} = k_M \cdot \underline{S}_{н(max)}, \quad (21)$$

где k_M – коэффициент совмещения максимума.

При проектировании принимаем $k_M = 1$, $\underline{S}_{нрез} = 0$.

Определяем коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов, установленных на п/ст «Кизил» (ТДТН-10/110):

$$\underline{S}_{ав} = \underline{S}_1 = 10,4 + j7,35 \text{ (MBA)},$$

$$k_{ав} = \frac{\sqrt{10,4^2 + 7,35^2}}{(1-0) \cdot 10} = 1,2 < 1,4.$$

Таблица 8 – Паспортные данные трансформатора ТДТН-10000/110

Тип	$S_{ном}$, MBA	Каталожные данные						Расчетные данные							
		$U_{ном}, кВ$			$U_k, \%$			$\Delta P_x,$ кВт	$R_T, Ом$			$x_T, Ом$			$\Delta Q_x,$ кВАр
ТДТН- 10000/110	10	ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н		17	ВН	СН	НН	ВН	СН	
				115	34,5	11	10,5	17		6		5	5	5	142,2

Трансформатор имеет РПН $\pm 9 \times 1,78 \%$ в нейтрале ВН, а также ПБВ на стороне 34,5 $\pm (2 \times 2,5\%)$.

2) Подстанция «Полоцк»:

Определяем коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов, установленных на п/ст «Полоцк» (ТМН-6,3/110):

$$\underline{S}_{ав} = \underline{S}_4 = 7,4 - j2,87 \text{ (MBA)},$$

$$k_{ав} = \frac{\sqrt{7,4^2 + 2,87^2}}{(1-0) \cdot 6,3} = 1,26 < 1,4.$$

Коэффициент удовлетворяет требованиям, поэтому реконструкция не требуется.

Таблица 9 – Паспортные данные трансформатора ТМН-6,3/110

Тип ТМН- 6,3/110	$S_{ном}$, МВА 6,3	Каталожные данные				Расчетные данные		
		$U_{ном}$, кВ		$U_{к}$, %	ΔP_x , кВт	R_T , Ом	x_T , Ом	ΔQ_x , кВАр
		ВН	НН					
		115	11	10,5	11,5	14,7	220,4	50,4

3) Подстанция «Красногвардейская»:

Определяем коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов, установленных на п/ст «Красногвардейская» (ТДТН-10/110):

$$\underline{S}_{ав} = \underline{S}_8 = 2,96 + j4,44 \text{ (МВА)},$$

$$k_{ав} = \frac{\sqrt{2,96^2 + 4,44^2}}{(1-0) \cdot 10} = 0,534 < 1,4.$$

Коэффициент удовлетворяет требованиям, поэтому реконструкция не требуется.

Таблица 10 – Паспортные данные трансформатора ТДТН-10/110

Тип	$S_{ном}$, МВА	Каталожные данные							Расчетные данные						
		$U_{ном}$, кВ			$U_{к}$, %			ΔP_x , кВт	R_T , Ом			x_T , Ом			ΔQ_x , кВАр
ТДТН- 10000/110	10	ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
		115	34,5	11	10,5	17	6	17	5	5	5	142,2	0	82,7	110

2) Электростанция СПП:

Трансформатор, присоединенный к шинам генераторного напряжения:

Трансформатор должен обеспечивать выдачу избыточной мощности в энергосистему в нормальном режиме при работе всех генераторов.

Рассчитаем мощность, передаваемую через трансформатор в двух режимах работы:

а) Режим минимальных нагрузок потребителей 10 кВ:

$$S_1 = \sqrt{\left(\sum P_{г} - p_{н(\min)} - p_{сн}\right)^2 + \left(\sum Q_{г} - q_{н(\min)} - q_{сн}\right)^2}, \quad (22)$$

где $\sum P_{\Gamma}$, $\sum Q_{\Gamma}$ – активная и реактивная мощности генераторов, работающих на сборные шины;

$P_{H(\min)}$, $Q_{H(\min)}$ – активная и реактивная нагрузка в минимальном режиме;

$P_{сн}$, $Q_{сн}$ – активная и реактивная мощность собственных нужд генератора, работающего на шины 10 кВ.

$$S_1 = \sqrt{(30 - 11 - 1,8)^2 + (10 - 5,2 - 0,6)^2} = 17,7 \text{ (MBA)}.$$

б) Режим максимальных нагрузок потребителей 10 кВ:

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - p_{H(\max)} - p_{сн})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - q_{H(\max)} - q_{сн})^2}, \quad (23)$$

где $p_{H(\max)}$, $q_{H(\max)}$ – активная и реактивная нагрузка в максимальном режиме;

$$S_2 = \sqrt{(30 - 20 - 1,8)^2 + (10 - 11,4 - 0,6)^2} = 8,44 \text{ (MBA)}.$$

Из рассмотренных режимов выбираем режим с наибольшей мощностью и проверяем выполнение условия:

$$k_{ав} = \frac{17,7}{63} = 0,28 < 1.$$

Блок генератор-трансформатор:

Трансформатор, соединенный с генератором по блочной схеме, должен пропускать всю вырабатываемую генератором мощность, что возможно при $S_T \geq S_{\Gamma}$.

На ЭС-1 установлен трансформатор АТДЦТН-63/110 (паспортные данные приведены в таблице 11), работающий в блоке с генератором 30 МВт.

$$S_{\Gamma} = \sqrt{(30^2 - (0,75 \cdot 30)^2)} = 19,84 \text{ (MBA)},$$

$$S_T = 63 \text{ (MBA)}.$$

$S_{\Gamma} < S_T$ (MBA), значит трансформатор не требует реконструкции.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Таблица 11 – Паспортные данные трансформатора АТДЦТН-63000/220

Тип	$S_{ном}$, МВА	Каталожные данные						Расчетные данные							
		$U_{ном}$, кВ			U_k , %			ΔP_x , кВт	R_T , Ом			x_T , Ом			ΔQ_x , кВАр
	ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	ВН		СН	НН	ВН	СН	НН		
АТДЦТН-63000/110	63	230	121	11	11	35,7	21,9	45	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315

2.2 Анализ работы электрической сети 110 кВ

Для заданной схемы сети рассмотрим все возможные послеаварийные режимы. Для этого проведем многократный расчет приближенного потокораспределения в сети, постоянно изменяя ее схему путем последовательного отключения одного из участков сети. Расчет проведем с использованием программы «Rastrwin 3».

Сеть 110 кВ изображена на рисунке 2. Обозначим для удобства линии: Л₁, Л₂, Л₃, Л₄, Л₅, Л₆, Л₇, Л₈, Л₉, Л₁₀, результаты расчета сведем в таблицу 12.

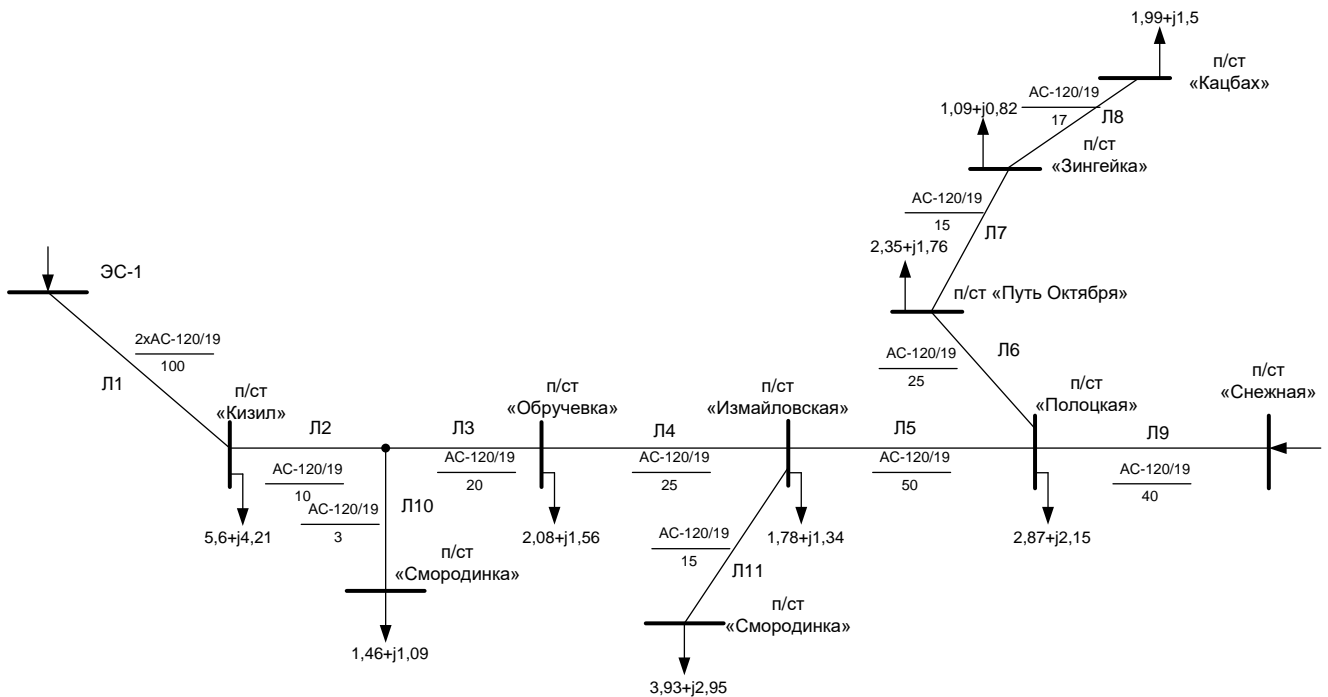


Рисунок 2 – Сеть 110 кВ

Таблица 12 – Расчёт потокораспределения

№Л	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8	Л9	Л10	Л11
S											
№ откл	S_1	S_2	S_3	S_4	S_5	S_6	S_7	S_8	S_9	S_{10}	S_{11}
Норм. Реж	28,26+ j7,53	18,75+ j2,57	17,17+ j2,02	14,97+ j1,07	10,1 – j2,87	5,44 + j3,09	3,08+ j1,79	1,99+ j1,5	1,72- j6,23	1,46+ j1,09	2,97+ j3,98
Л1	-	6,02+ j4,95	7,5+ j5,74	9,62+ j6,86	17,85- j12,09	5,44+ j3,17	3,08+ j1,83	1,99+ j1,5	26,74+ j16,35	1,46+ j1,09	6,37+ j4,4
Л2	28,67+ j10,27	-	1,46+ j1	3,54+ j1,94	7,19- j3,81	5,44+ j3,1	3,08+ j1,8	1,99+ j1,5	1,15+ j8,38	1,46+ j1,09	12,6- j2,74
Л3	28,64+ j10,07	1,46+ j0,95	-	2,08+ j1,56	7,6- j3,64	5,44+ j3,1	3,08+ j1,8	1,99+ j1,5	0,73+ j8,21	1,46+ j1,09	11,55- j2,95
Л4	28,61+ j9,79	3,54+ j1,62	2,08+ j1,56	-	8,15- j3,2	5,44+ j3,1	3,08+ j1,8	1,99+ j1,5	0,19+ j7,77	1,46+ j1,09	10,01- j3,29
Л5	28,28+ j7,6	18,76+ j2,63	17,18+ j2,09	14,98+ j1,14	-	5,44+ j3,1	3,08+ j1,8	1,99+ j1,5	1,2+ j7,4	1,46+ j1,09	2,95+ j4,43
Л6	28,26+ j7,5	18,74+j2,54	17,16+ j1,99	14,97+ j1,03	10,1+ j2,92	-	-	-	4,13+ j9,03	1,46+ j1,09	2,96+ j4,45
Л7	28,24+ j7,4	18,72+j2,52	17,12+ j1,89	14,95+ j1,01	11,84- j1,41	5,36+ j2,92	-	-	1,1+ j7,2	1,46+ j1,09	2,98+ j4,47
Л8	28,27+ j7,58	18,75+ j2,62	17,17+ j2,08	14,98+ j1,13	10,11- j2,79	3,44+ j2,11	1,09+ j0,82	-	3,75 + j5,12	1,46+ j1,09	2,95+ j4,43
Л9	28,29+ j7,66	18,77+ j2,69	17,19+ j2,16	14,99+ j1,22	10,13- j2,65	5,44+ j3,07	3,08+ j1,78	1,99+ j1,5	-	1,46+ j1,09	2,95+ j4,42
Л10	28,29+ j7,66	18,61+ j2,62	18,47+ j3,05	16,25+ j2,07	11,52- j1,81	5,44+ j3,09	3,08+ j1,79	1,99+ j1,5	3,15 - j5,14	-	2,8+ j4,36
Л11	28,21+ j7,23	15,13- j2,92	13,59- j3,42	11,43- j4,33	9,53- j4,31	5,44+ j3,1	3,08+ j1,8	1,99+ j1,5	1,13- j7,7	1,46+ j1,09	-
$I_{нб.нав}$ А	45,57	63,26	30,4	67,84	122,04	40,87	52,4	68,83	41,45	75,13	93,25
$n_c F_c$	АС- 120/19	АС-120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19
$I_{дон}^c$ А	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390

3 АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ

3.1 Расчет приведенных нагрузок для расчетной схемы замещения электрической сети

Задача расчета режима сети заключается в нахождении его параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и ее потребители. Характер режима сети определяется тремя основными факторами: графиками нагрузок отдельных подстанций, режимами работы генерирующих источников, условиями обмена мощностью энергосистемы с соседними.

Рассмотрим следующие характерные нормальные режимы:

- максимальных нагрузок в зимние сутки, когда возникают потоки мощности, связанные с наибольшим потреблением электроэнергии;
- минимальных нагрузок в летние сутки.

Для выявления максимальных потоков мощности рассмотрим также особо тяжелый послеаварийный режим, возникающий при отключении наиболее загруженной линии СПП – п/ст «Кизил». При этом нагрузки подстанций соответствуют максимальному режиму.

Напряжение в базисном узле задается в соответствии с данными: $U_{\text{макс}} = 117$ кВ, $U_{\text{мин}} = 110$ кВ, $U_{\text{пав}} = 111$ кВ.

3.1 Расчетная схема замещения электрической сети и расчет нагрузок

Определим расчетные нагрузки узлов с учетом потерь в трансформаторах. Расчетные нагрузки включают в себя заданную мощность подстанции в рассматриваемом режиме \underline{S}_n , потери мощности в трансформаторах $\Delta\underline{S}_T$, зарядные мощности линий, присоединенных к данной подстанции:

$$\underline{S}_{\text{расч}} = \underline{S}_n + \Delta\underline{S}_m - j \sum_{i=1}^n \frac{Q_{zi}}{2}, \quad (24)$$

где n – число линий, подключенных к данной подстанции.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Расчетная мощность станции учитывает мощность, вырабатываемую генераторами ΣS_{ε} , мощность, расходуемую на собственные нужды $\underline{S}_{с.н.}$, мощность потребителя, расположенного в районе станции $\underline{S}_н$, потери в трансформаторах $\Delta \underline{S}_T$, зарядные мощности линий, присоединенных к станции:

$$\underline{S}_{расч} = \sum \underline{S}_{\varepsilon} - \underline{S}_{с.н.} - \underline{S}_н - \Delta \underline{S}_m + j \sum_{i=1}^n \frac{Q_{zi}}{2}, \quad (25)$$

Для нахождения потерь в трансформаторах воспользуемся следующими формулами:

1. Потери мощности в n_T работающих двухобмоточных трансформаторах:

$$\Delta P_T = \frac{1}{n_T} \cdot \frac{p_H^2 + q_H^2}{U_{НОМ}^2} \cdot r_T + n_T \cdot \Delta P_{xx}, \quad (26)$$

$$\Delta Q_m = \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_H^2 + q_H^2}{U_{НОМ}^2} \cdot x_m + n_m \cdot \frac{I_{xx} \%}{100} \cdot S_m, \quad (27)$$

где $\underline{S}_H = p_H + jq_H$ – мощность подстанции со стороны низшего напряжения в соответствующем режиме работы.

2. Потери мощности в трансформаторах с расщепленной обмоткой:

$$\Delta P_T = \frac{1}{n_T} \cdot \frac{p_1^2 + q_1^2}{U_{НОМ}^2} \cdot r_{T1} + \frac{1}{n_T} \cdot \frac{p_2^2 + q_2^2}{U_{НОМ}^2} \cdot r_{T1} + n_T \cdot \Delta P_{xx}, \quad (48)$$

$$\Delta Q_m = \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_1^2 + q_1^2}{U_{НОМ}^2} \cdot x_{m1} + \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_2^2 + q_2^2}{U_{НОМ}^2} \cdot x_{m1} + n_m \cdot \frac{I_{xx} \%}{100} \cdot S_m, \quad (28)$$

где $\underline{S}_1 = p_1 + jq_1$ и $\underline{S}_2 = p_2 + jq_2$ – мощности обмоток низшего напряжения в соответствующем режиме работы;

r_{m1} и x_{m1} – сопротивления одного плеча схемы замещения трансформатора.

3. Потери мощности в трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах:

$$\Delta P_m = \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_6^2 + q_6^2}{U_{НОМ}^2} \cdot r_6 + \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_c^2 + q_c^2}{U_{НОМ}^2} \cdot r_c + \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_H^2 + q_H^2}{U_{НОМ}^2} \cdot r_H + n_m \cdot \Delta P_{xx}, \quad (29)$$

					13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta Q_m = \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_6^2 + q_6^2}{U_{ном}^2} \cdot x_6 + \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_c^2 + q_c^2}{U_{ном}^2} \cdot x_c + \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_H^2 + q_H^2}{U_{ном}^2} \cdot x_H + \frac{I_x \%}{100} \cdot S_m, \quad (30)$$

где $\underline{S}_B = p_B + jq_B$, $\underline{S}_C = p_C + jq_C$, $\underline{S}_H = p_H + jq_H$ – мощности обмоток трансформатора в рассматриваемом режиме;

$r_B, r_C, r_H, X_B, X_C, X_H$ – сопротивления обмоток.

Подстанция «Кизил»:

Найдем потери в трансформаторе ТДТН-10000/110:

$$\Delta P_{m \max} = \frac{28,26^2 + 7,53^2}{110^2} \cdot 5 + \frac{3,83^2 + 0,8^2}{110^2} \cdot 5 + \frac{5,61^2 + 4,38^2}{110^2} \cdot 5 + 0,017 = 0,398 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{m \max} = \frac{28,26^2 + 7,53^2}{110^2} \cdot 142,2 + \frac{3,83^2 + 0,8^2}{110^2} \cdot 0 + \frac{5,61^2 + 4,38^2}{110^2} \cdot 82,7 +$$

$$+ \frac{1,1}{100} \cdot 10 = 10,5 \text{ МВАр},$$

$$S_{1 \max} = 28,66 + j18,03 \text{ (МВА)},$$

$$S_{1 \min} = 28,44 + j8,6 \text{ (МВА)}.$$

Подстанция «Красногвардейская»:

$$\Delta P_{m \max} = \frac{2,96^2 + 4,44^2}{110^2} \cdot 5 + \frac{1^2 + 1,2^2}{110^2} \cdot 5 + \frac{3,95^2 + 3,24^2}{110^2} \cdot 5 + 0,017 = 0,041 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{m \max} = \frac{2,96^2 + 4,44^2}{110^2} \cdot 142,2 + \frac{1^2 + 1,2^2}{110^2} \cdot 0 + \frac{3,95^2 + 3,24^2}{110^2} \cdot 82,7 +$$

$$+ \frac{1,1}{100} \cdot 10 = 0,623 \text{ МВАр},$$

$$S_{8 \max} = 3 + j5,06 \text{ (МВА)},$$

$$S_{8 \min} = 2,13 - j0,37 \text{ (МВА)}.$$

Подстанция «Полоцк»:

$$\Delta P_{m \max} = \frac{10,1^2 + 2,87^2}{110^2} \cdot 14,7 + 0,0115 = 0,145 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{m \max} = \frac{10,1^2 + 2,87^2}{110^2} \cdot 220,4 + 0,0115 = 2,02 \text{ МВАр}.$$

$$S_{8 \max} = 0,145 + j2,02 \text{ (МВА)},$$

					13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

$$S_{8\min} = 21,98 + j7,34 \text{ (MBA)}.$$

СПП:

- два генератора работают на шины 10,5 кВ:

$$S_{ген} = 30 + j10 \text{ (MBA)},$$

$$S_{CH} = 0,06 \cdot (30 + j10) = 1,8 + j0,6 \text{ (MBA)},$$

$$S_{нагр} = 20 + j11,4 \text{ (MBA)}.$$

Трансформатор работающий на шины 10,5 кВ – АТДЦТН-63/220. Определим значения мощностей, проходящих через этот трансформатор в максимальном и минимальном режимах нагрузок:

$$S_{m\max} = 30 + j10 - 1,8 - j0,6 - 20 - j11,4 = 8,2 - j2 \text{ (MBA)},$$

$$S_{m\min} = 30 + j10 - 1,8 - j0,6 - 11 - j5,2 = 17,2 + j4,2 \text{ (MBA)}.$$

Потери в трансформаторе:

$$\Delta P_{m\max} = \frac{1}{2} \cdot \frac{8,2^2 + 2^2}{110^2} \cdot 1,4 + 2 \cdot 0,045 = 0,094 \text{ (MBm)},$$

$$\Delta Q_{m\max} = \frac{1}{2} \cdot \frac{8,2^2 + 2^2}{110^2} \cdot 104 + \frac{0,5}{100} \cdot 63 = j0,621 \text{ (MBAp)},$$

$$\Delta S_{m\max} = 0,094 + j0,621 \text{ (MBA)},$$

$$\Delta S_{m\min} = 0,108 + j1,662 \text{ (MBA)}.$$

- блок генератор-трансформатор:

$$S_{ген} = 30 + j10 \text{ (MBA)},$$

$$S_{CH} = 0,06 \cdot (30 + j10) = 1,8 + j0,6 \text{ (MBA)}.$$

Трансформатор в блоке - АТДЦТН-63/110. Определим мощность, проходящую через этот трансформатор:

$$S_{тр-р} = 30 + j10 - 1,8 - j0,6 = 28,2 + j9,4 \text{ (MBA)},$$

$$\Delta P_m = \frac{1}{2} \cdot \frac{28,2^2 + 9,4^2}{110^2} \cdot 1,4 + 2 \cdot 0,045 = 0,141 \text{ (MBm)};$$

$$\Delta Q_m = \frac{28,2^2 + 9,4^2}{110^2} \cdot 104 + \frac{0,5}{100} \cdot 63 = 4,427 \text{ (MBAp)},$$

					13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

$$\Delta S_m = 0,141 + j4,427 \text{ (MBA)}.$$

Определим приведённую мощность первой электростанции:

$$S_{\text{ЭС-1max}} = (8,2 + 28,2 - 0,141 - 0,094) + j(2 + 9,4 - 4,427 - 0,621) = 36,17 + j6,352 \text{ (MBA)},$$

$$S_{\text{ЭС-1min}} = (17,2 + 28,2 - 0,141 - 0,108) + j(4,2 + 9,4 - 4,427 - 1,662) = 45,15 + j7,51 \text{ (MBA)}.$$

Результаты расчетных нагрузок сведем в таблицу 13. Расчет провели для максимального и для минимального режима работы сети. В минимальном режиме мощность потребителей уменьшили в 0,7 раз. На подстанциях «Смородинка», «Обручевка», «Измайловская», «Путь Октября», «Зингейка», «Кацбах» нагрузки приведены к шинам 110 кВ, поэтому потерь в трансформаторах нет.

Таблица 15 - Результаты расчетных нагрузок

№ п/ст	Режим	$P_{\text{ПР}} + j \cdot Q_{\text{ПР}}, \text{ MBA}$
Кизил	Максимальная нагрузка	28,66 + j18,03
	Минимальная нагрузка	28,44 + j8,6
Полоцкая	Максимальная нагрузка	0,145 + j2,02
	Минимальная нагрузка	21,98 + j7,34
Красногвардейская	Максимальная нагрузка	3 + j5,06
	Минимальная нагрузка	2,13 - j0,37
СПП	Максимальная нагрузка	36,17 + j6,352
	Минимальная нагрузка	45,15 + j7,51

3.2 Расчет установившихся режимов сети

Расчеты режимов электрической сети производятся точно при условии, что задано напряжение на шинах наиболее удаленного потребителя – «расчет по данным конца» и методом последовательных приближений, если задано напряжение на шинах источника (БУ) – «расчет по данным начала». В соответствии с исходными данными к проекту, расчет производится «по данным начала» в программе RastrWin. Расчет проводим для трех режимов, по результатам расчета каждого из режимов составим карты режима:

- максимальный режим нагрузок;
- минимальный режим нагрузок;
- послеаварийный режим работы при отключении одной цепи линии с наибольшей плотностью тока и максимальном режиме работы нагрузок.

Из таблицы видно, что берется послеаварийный режим при отключенной одной цепи линии от СПП до п/ст «Кизил»

Данные расчета проводятся более точно, с учетом потерь в трансформаторах и автотрансформаторах, точном задании зарядных мощностей линий. Поэтому реактивные потери больше, чем предполагалось ранее. Чтобы обеспечить потребление мощности системой с заданным тангенсом, требуется изменить коэффициент мощности генераторов на электростанции. Будем производить регулирование реактивной мощности (изменять $\cos\varphi_G$, но не более 0,93) на СПП для блочных трансформаторов АТДЦТН – 63/110.

Максимальный режим:

Максимальная токовая нагрузка: 76,53 А в ветви СПП-п/ст «Кизил» ;

Максимальная потеря: 0,88 МВт в ветви СПП-п/ст «Кизил»;

Суммарные потери в сети: 1,628 МВт;

Максимальное напряжение: 232,6 кВ на СПП;

$\operatorname{tg}\varphi_c = 0,75$.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

В данном режиме мощность СПП составляет 30+j10 (МВА). В данном режиме коэффициент мощности системы не превышает заданный, что удовлетворяет требованиям ПУЭ. Напряжения в узлах схемы представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Напряжения в узлах схемы в режиме максимальных нагрузок

п/ст	U, кВ
Кизил	114,1
Смородинка	114,02
Обручевка	112,8
Измайловская	111,45
Полоцкая	109,96
Путь Октября	109,4
Зингейка	109,2
Кацбах	109,04
Красногвардейская	111,16
Богдановка	37,36
Грязнушенская	37,6
Покровка	37,86
СПП	232,6

При таких задающих мощностях уровни напряжений на подстанциях лежат в пределах допустимых отклонений.

Минимальный режим:

Максимальная токовая нагрузка: 72,32 А в ветви СПП-п/ст «Кизил»;

Максимальная потеря: 0,78 МВт в ветви СПП-п/ст «Кизил»;

Суммарные потери в сети: 2,593 МВт;

Максимальное напряжение: 247,47 кВ на СПП;

Минимальное напряжение: 122,84 кВ на п/ст «Кизил»;

$$\operatorname{tg}\varphi_c = 2,7.$$

В данном режиме напряжения в узлах сети выходят за пределы допустимых значений. С целью снижения напряжений и приведению коэффициента мощности системы к договоренному произведём изменение выработки реактивной мощности на всех электростанциях, а также установим СТК (50/-40) на обмотку СН АТДЦТН-63/220 в первом блоке СПП. После проведённых мероприятий имеем напряжения, не превышающие допустимых значений, и имеем $\operatorname{tg}\varphi_c = 0,1$. Напряжения в узлах схемы представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Напряжения в узлах схемы в режиме минимальных нагрузок

п/ст	U, кВ
Кизил	122,84
Смородинка	122,02
Обручевка	120,4
Измайловская	118,33
Полоцкая	113,69
Путь Октября	113,57
Зингейка	113,51
Кацбах	113,44
Красногвардейская	118,43
Богдановка	40,24
Грязнушенская	40,53
Покровка	40,75
СПП	247,47

Послеаварийный режим:

Максимальная токовая нагрузка: 344 А в ветви СПП-п/ст «Кизил»;

Максимальная потеря: 1,64 МВт в ветви СПП-п/ст «Кизил»;

Суммарные потери в сети: 2,375 МВт;

Максимальное напряжение: 131,49 кВ на СПП;

Минимальное напряжение: 35,83 кВ на п/ст «Кизил»;

$\text{tg}\varphi_c = 0,34$.

В данном режиме значения напряжений во всех узлах схемы и $\text{tg}\varphi_c$ удовлетворяют требованиям. Следовательно, нет необходимости проводить мероприятия по регулированию сети. Напряжения в узлах схемы представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Напряжения в узлах схемы в послеаварийном режиме

п/ст	U, кВ
Кизил	131,41
Смородинка	103,97
Обручевка	104,18
Измайловская	104,86
Полоцкая	106,42
Путь Октября	105,56
Зингейка	105,27
Кацбах	105,07
Красногвардейская	105,03
Богдановка	35,83
Грязнушенская	37,62
Покровка	39,05
СПП	131,49

4 РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМЕ

4.1 Расчет и выбор отпаяк силовых трансформаторов

Потребители могут эффективно работать только при определенном качестве электроэнергии. Снижение качества электроэнергии может привести к следующим отрицательным последствиям:

- увеличение потерь активной мощности и электроэнергии;
- сокращению службы электрооборудования;
- ложной работе устройств защиты и автоматики;
- нарушению нормального хода технологических процессов и ущербу у потребителей.

Требования к качеству электроэнергии в электрических сетях определяются ГОСТом 13109 – 87. В процессе проектирования электрических сетей выбираются средства регулирования, регулировочные диапазоны, места установки компенсирующих устройств, обеспечивающих допустимые уровни напряжения на шинах потребителей.

Основным способом является регулирование напряжения изменением коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов под нагрузкой. Все остальные способы регулирования напряжения (трансформаторами с ПБВ, генераторами станций, изменением сопротивления сети и потоков реактивной мощности) имеют меньшее значение и являются вспомогательными.

Подстанция «Кизил»:

На подстанции установлены ТДТН-10/110, РПН пределы регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$, $U_{\text{вн.хх}} = 115$ кВ.

1) Падение напряжение рассчитаем по формуле:

$$\Delta U_T = \frac{P_{\text{пр}} \cdot r_T + Q_{\text{пр}} \cdot x_T}{U_{\text{вн}}}, \quad (31)$$

где $P_{\text{пр}} + jQ_{\text{пр}}$ – приведенная мощность п/ст в рассматриваемом режиме; $U_{\text{вн}}$ – напряжение на шинах п/ст, полученное в результате соответствующего режима сети; r_T , x_T – эквивалентные сопротивление трансформаторов, приведенные к $U_{\text{вн}}$.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

Расчет ведем для трех режимов:

$$\Delta U_{T \max} = \frac{28,66 \cdot 5 + 18,03 \cdot 142,2}{114,1} = 2,37 \text{ (кВ)},$$

$$\Delta U_{T \min} = \frac{28,44 \cdot 5 + 8,6 \cdot 142,2}{122,84} = 5,556 \text{ (кВ)},$$

$$\Delta U_{T \text{пав}} = \frac{28,66 \cdot 5 + 18,03 \cdot 142,2}{111,84} = 2,42 \text{ (кВ)}.$$

2) Определим для всех режимов приведенные напряжения на шинах НН подстанции:

$$U'_{\text{НН}} = U_{\text{ВН}} - \Delta U_T, \quad (32)$$

$$U'_{\text{НН} \max} = 114,1 - 2,37 = 111,73 \text{ (кВ)},$$

$$U'_{\text{НН} \min} = 122,84 - 5,556 = 117,28 \text{ (кВ)},$$

$$U'_{\text{НН} \text{пав}} = 111,84 - 2,42 = 109,42 \text{ (кВ)}.$$

3) Рассчитаем для всех режимов значения ответвлений со стороны обмотки ВН, обеспечивающие желаемые напряжения у потребителя:

$$U_{\text{отв.В}} = \frac{U'_{\text{НН}} \cdot U_{\text{хх}}}{U_{\text{жел.н}}}, \quad (33)$$

здесь $U_{\text{хх}}$ – напряжение холостого хода трансформатора;

$U_{\text{жел.н}}$ – напряжение, которое желательно получить на шинах НН подстанции.

$$U_{\text{отв.В} \max} = \frac{111,73 \cdot 10,5}{10,5} = 111,73 \text{ (кВ)},$$

$$U_{\text{отв.В} \min} = \frac{117,28 \cdot 10,5}{10,5} = 117,28 \text{ (кВ)},$$

$$U_{\text{отв.В} \text{пав}} = \frac{109,42 \cdot 10,5}{10,5} = 109,42 \text{ (кВ)}.$$

4) Учитывая способ регулирования для данного трансформатора – РПН, выберем стандартную отпайку для каждого режима работы $U_{\text{отв,ст.В}}$:

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$U_{отв.В.см(max)} = 111,73 - 1 \cdot 0,0178 \cdot 115 = 109,68 \text{ (кВ)},$$

$$U_{отв.В.см(min)} = 117,28 - 2 \cdot 0,0178 \cdot 115 = 113,19 \text{ (кВ)},$$

$$U_{отв.В.см(наб)} = 109,42 + 1 \cdot 0,0178 \cdot 115 = 111,47 \text{ (кВ)},$$

5) Определим действительное напряжение на шинах НН подстанции при выбранной стандартной отпайке на обмотке ВН в трех режимах:

$$U_{НН} = \frac{U'_{НН} \cdot U_{xx}}{U_{отв.см.В}}, \quad (34)$$

$$U_{НН.max} = \frac{111,73 \cdot 10,5}{109,68} = 10,69 \text{ (кВ)},$$

$$U_{НН.min} = \frac{117,28 \cdot 10,5}{113,19} = 10,88 \text{ (кВ)},$$

$$U_{НН.наб} = \frac{109,42 \cdot 10,5}{111,47} = 10,3 \text{ (кВ)}.$$

6) Проверим отклонение действительных напряжений от номинальных и сравним с допустимым отклонением $V_{доп} = \pm 5\%$:

$$V = \frac{U_{НН} - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% \leq V_{доп}, \quad (35)$$

$$V_{max} = \frac{10,69 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = 1,81\% > 5\%,$$

$$V_{min} = \frac{10,88 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = 3,6\% < 5\%,$$

$$V_{наб} = \frac{10,3 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = -1,9\% > -5\%.$$

На повышающих трансформаторах электростанций отпайки выбираются следующим образом. Выбираем отпайки на АДЦТН-80/110, РПН $\pm 6 \cdot 2\%$, $U_{ВН.max} = 230$.

1) Падение напряжения:

$$\Delta U_{Tmax} = \frac{36,17 \cdot 1,4 + 6,352 \cdot 104}{232,6} = 3,138 \text{ (кВ)},$$

$$\Delta U_{Tmin} = \frac{45,15 \cdot 1,4 + 7,51 \cdot 104}{247,47} = 3,412 \text{ (кВ)},$$

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta U_{Tнав} = \frac{36,17 \cdot 1,4 + 6,352 \cdot 104}{234,59} = 3,032 \text{ (кВ)}.$$

2) Приведенные напряжения на шинах СН подстанции:

$$U'_{HH \max} = U_{BH} + \Delta U_{T \max} = 232,6 + 3,138 = 235,74 \text{ (кВ)},$$

$$U'_{HH \min} = U_{BH} + \Delta U_{T \min} = 247,47 + 3,412 = 250,88 \text{ (кВ)},$$

$$U'_{HHнав} = U_{BH} + \Delta U_{Tнав} = 234,59 + 3,032 = 237,62 \text{ (кВ)}.$$

3) Значения ответвлений со стороны обмотки ВН:

$$U_{отв.В \max} = \frac{U'_{HH \max} \cdot U_{номГ}}{U_{ж.н}} = \frac{235,74 \cdot 115}{115} = 235,74 \text{ (кВ)}, \quad (36)$$

$$U_{отв.В \min} = \frac{U'_{HH \min} \cdot U_{номГ}}{U_{ж.н}} = \frac{250,88 \cdot 115}{115} = 250,88 \text{ (кВ)},$$

$$U_{отв.В(нав)} = \frac{U'_{HHнав} \cdot U_{номГ}}{U_{ж.н}} = \frac{237,62 \cdot 115}{115} = 237,62 \text{ (кВ)},$$

где $U_{номГ}$ – номинальное напряжение на шинах генератора; $U_{ж.н}$ – напряжение, которое желательно получить на шинах НН подстанций, например $U_{ж.н} = U_{ном}$.

4) Выберем стандартную отпайку для каждого режима работы $U_{отв.ст.В}$:

$$U_{отв.В.ст(\max)} = 235,74 - 2 \cdot 0,02 \cdot 230 = 226,54 \text{ (кВ)}.$$

$$U_{отв.В.ст(\min)} = 250,88 - 2 \cdot 0,02 \cdot 230 = 241,68 \text{ (кВ)}.$$

$$U_{отв.В.ст(нав)} = 237,62 - 6 \cdot 0,02 \cdot 230 = 228,42 \text{ (кВ)}.$$

5) Действительные напряжения на шинах НН подстанций при выбранной стандартной отпайке на обмотке ВН:

$$U_{HH \max} = \frac{U'_{HH \max} \cdot U_{ном.Г}}{U_{отв.В.ст(\max)}} = \frac{235,74 \cdot 115}{226,54} = 119,67 \text{ (кВ)}, \quad (37)$$

$$U_{HH \min} = \frac{U'_{HH \min} \cdot U_{ном.Г}}{U_{отв.В.ст(\min)}} = \frac{250,88 \cdot 115}{241,68} = 119,378 \text{ (кВ)},$$

$$U_{HHнав} = \frac{U'_{HHнав} \cdot U_{ном.Г}}{U_{отв.В.ст(нав)}} = \frac{237,62 \cdot 115}{228,42} = 119,632 \text{ (кВ)}.$$

7) Проверим отклонение действительных напряжений от номинальных и сравним с допустимым отклонением $V_{доп} = \pm 5\%$:

					13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V_{\max} = \frac{119,67 - 115}{115} \cdot 100\% = 4,06\% < 5\%,$$

$$V_{\min} = \frac{119,378 - 115}{115} \cdot 100\% = 3,8\% < 5\%,$$

$$V_{\text{нав}} = \frac{119,632 - 115}{115} \cdot 100\% = 4,03\% > -5\%.$$

Расчет по п/ст «Кизил», п/ст «Красногвардейская», п/ст «Полоцк», ЭС-1 сведем в таблицу 19.

Таблица 19 – Выбор отпаек трансформаторов

ПС	Тип тр-ра	Пределы регулир-я	Реж	$U_{ВН}$, кВ	U_T , кВ	$U'_{НН}$, кВ	$U_{отв.В}$, кВ	№ от п	$U_{отв.сн.В}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	V, %
Кизил	ТДТН-10/110 $U_{в.ном}=115$	РПН $\pm 9 \times 1.78\%$	max	114,1	2,37	111,73	111,73	-1	109,68	10,69	1,81
			min	122,84	5,556	117,28	117,28	-2	113,19	10,88	3,6
			пав	111,84	2,42	109,42	109,42	1	111,47	10,3	-1,9
Красногвардейская	ТДТН-10/110 $U_{в.ном}=115$	РПН $\pm 9 \times 1.78\%$	max	111,16	6,608	104,55	104,55	-1	109,11	10,7	1,88
			min	118,43	0,534	117,9	117,9	-2	114,34	10,9	3,58
			пав	109,18	6,728	102,45	102,45	1	111,23	10,3	-1,8
Полоцк	ТМН-6,3/110 $U_{вн.хх}=115$	РПН $\pm 9 \times 1.78\%$	max	109,96	4,07	105,98	105,98	1	112	10,3	-1,8
			min	113,69	8,54	105,15	105,15	-2	109,57	10,9	3,77
			пав	109,09	4,1	104,99	104,99	1	111,14	10,3	-1,8
ЭС-1	АТДЦТН-63/220 $U_{вн.хх}=230$	ПБВ $\pm 6 \times 2\%$	max	232,6	3,138	235,74	235,74	-2	226,54	119,7	4,06
			min	247,47	3,412	250,88	250,88	-2	241,68	119,4	3,8
			пав	234,59	3,03	237,62	237,62	-6	228,42	119,6	4,03

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ П/СТ «ПОЛЕВАЯ»

Для питания п/ст «Полевая» рассмотрим два варианта.

Первый вариант подключения: от п/ст 110/10 кВ «Обручевка» путем строительства ВЛ 110 кВ от п/ст «Обручевка» до п/ст «Полевая» длиной около 18 км в двухцепном исполнении.

Второй вариант подключения: от п/ст «Обручевка» путем строительства ВЛ 110 кВ от п/ст «Обручевка» до п/ст «Полевая» длиной около 18 км в одноцепном исполнении, а также от п/ст «Измайловская» путем строительства ВЛ 110 кВ от п/ст «Измайловская» до п/ст «Полевая» длиной около 18 км в одноцепном исполнении.

5.1 Технико-экономические показатели первого варианта развития сети

Сечение проводов новых ЛЭП выбираются по экономическим токовым интервалам. Выбор осуществляется в соответствии с указаниями справочника [12], в зависимости от номинального напряжения, расчетного тока, района по гололеду, материала и ценности опор.

Район по гололеду рассматриваемой электрической сети IV.

Опоры выбираем железобетонные.

Первый вариант предусматривает питание проектируемой подстанции «Полевая» путем подключения к подстанции «Обручевка». Для обеспечения надежного питания присоединенных потребителей и транзита мощности через подстанцию в нормальном и послеаварийном режимах принимаем одну двухцепную линию марки АС-120, протяженностью 18 км. Расчетные данные по линии электропередачи с выбранными проводами приведены в таблице 20.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

Таблица 20 – Расчетные данные линии электропередачи

ЛЭП	Длина l , км	Число цепей	$U_{\text{ном}}$, кВ	Марка провода	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	$B_0 * 10^{-6}$, См/км
п/ст «Обручечка» - п/ст «Полевая»	18	2	110	АС-120	0,249	0,427	2,66

Параметры новой линии определим по формулам:

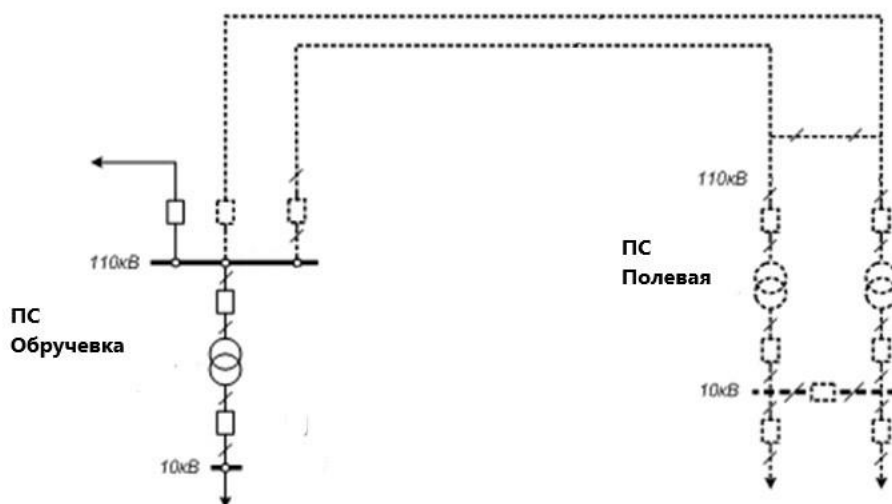
$$R_n = \frac{R_0 * l}{n} = \frac{0,249 * 18}{2} = 2,24 \text{ (Ом)}. \quad (38)$$

$$X_n = \frac{X_0 * l}{n} = \frac{0,427 * 18}{2} = 3,84 \text{ (Ом)}.$$

$$B_n = \frac{B_0 * l}{n} = \frac{2,66 * 18}{2} = 23,94 \text{ (См)}.$$

Для обеспечения средствами автоматики восстановления питания потребителей в послеаварийной ситуации без вмешательства персонала выбираем для ОРУ 110 кВ подстанции схему мостика с перемычкой и выключателями в цепях трансформаторов. В ЗРУ 10 кВ применена одиночная секционированная выключателем система шин. Схема первого варианта подключения подстанции имеет вид, представленный на рисунке 3.

Рисунок 3 – Фрагмент схемы первого варианта подключения



Произведем расчет максимального режима сети на ПК.

Полученные данные об узлах и ветвях расчетной схемы в соответствии с требованиями программы RASTR приведены на рисунке 4.

Рисунок 4 – Данные об узлах и ветвях после расчета максимального режима.

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_л	I...	Название	R	X	B	Ktrf	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	10			ПС Измайловская - ПС Красногвардейская ВН	3,66	6,41	39,9				-3	-5		31	
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	11			ПС Красногвардейская СН - ПС Богдановка	4,51	6,51	39,2				0	-1		21	
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	12			ПС Богдановка - Отпайка 35 кВ	2,95	3,11	17,8				2	0		36	
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	12	13			Отпайка 35 кВ - ПС Грязнушенская	1,69	1,75	10,2				0	0		9	
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	12	14			Отпайка 35 кВ - ПС Покровка	2,11	2,22	12,7				3	0		43	
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	17			ПС Покровка - ПС Кизил СН	4,22	4,44	25,5				3	1		57	
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	15			ПС Полоцкая ВН - ПС Снежная	9,76	17,08	106,3				-3	17		98	
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	17			ПС Кизил ВН - ПС Кизил СН				0,320			-3	-1		18	
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	18			ПС Кизил ВН - ПС Кизил НН				0,090			-6	-4		37	
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	10	19			ПС Красногвардейская ВН - ПС Красногвард...				0,320			0	-1		7	
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	10	20			ПС Красногвардейская ВН - ПС Красногвард...				0,090			-4	-3		27	
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	21			ПС Полоцкая ВН - ПС Полоцкая НН				0,090			-3	-2		20	
22	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	22			ПС Обручевка - ПС Полевая	2,24	3,84	23,9				-13	0		68	

Из результатов видно, что расчетные значения токов, протекающих по новой линии электропередачи равны: для ЛЭП п/ст «Обручевка»-п/ст «Полевая» $I_p=68$ А;

Произведем проверку сечений проводов по допустимой токовой нагрузке по нагреву. Произведем расчет послеаварийного режима, наибольших опасностей для ЛЭП не представляют отключение любых ЛЭП, поэтому отключим ЛЭП п/ст «Обручевка» - п/ст «Измайловская». Для ЛЭП п/ст «Обручевка»-п/ст «Полевая» $I_p=3$ А, а допустимый длительный ток $I_{доп}=390$ А.

Проанализировав результаты расчетов максимального и послеаварийного режимов можно сделать предварительное заключение о работоспособности намеченного варианта подключения подстанции.

5.1.1 Определение приведенных народнохозяйственных затрат

Определяем капитальные вложения по первому варианту, при этом одни и те же элементы сети, повторяющиеся во всех вариантах, не учитываются.

Зная параметры ЛЭП, питающих подстанцию «Полевая», при стоимости одного километра двухцепной линии марки АС-120 с железобетонными опорами номинальным напряжением 110 кВ 22,2 тыс. руб /км, определим капитальные затраты на сооружение ЛЭП.

$$K_{л} = K_{уд} * l = 22,2 * 18 = 399,6 (\text{тыс.руб}). \quad (39)$$

Определим затраты на сооружение подстанции:

$$K_{ПС} = K_{яч} + K_{тр} + K_{пост} \quad , \quad (40)$$

где $K_{яч}$ – стоимость ячеек распределительных устройств;

$K_{тр}$ – стоимость трансформаторов;

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат

Так как выбранные трансформаторы, схемы ОРУ 110 кВ и ЗРУ 10 кВ и постоянная часть затрат одинаковы в двух вариантах, то затраты на сооружение подстанции не учитываем.

Суммарные капитальные затраты составят:

$$K = 399,6 \text{ тыс. руб.}$$

Затем оценим ежегодные эксплуатационные издержки на амортизацию и затраты на возникновение потерь:

$$\begin{aligned} И = И_{л} + И_{ПС} &= (a_{ан} + a_{ол}) * K_{л} / 100 + (a_{ан} + a_{ол}) * K_{ПС} / 100 = \\ &= (2,4 + 0,4) * 399,6 / 100 = 11,2 (\text{тыс.руб.}) \end{aligned} \quad (41)$$

Для определения ежегодных затрат на возмещение потерь активной мощности и электроэнергии необходимо знать потери активной мощности в сети.

Суммарные переменные потери активной мощности берем из анализа сети как сумма потерь в ЛЭП и потерь в трансформаторах:

$$\sum \Delta P_{\text{макс}} = 0,79 + 0,6 = 1,39 (\text{МВт}) \quad (42)$$

Продолжительность использования наибольшей нагрузки $T_{\text{но}} = 5200$ ч.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

$$\tau = (0,124 + T_{нб} / 10000)^2 * 8760 = (0,124 + 5200 / 10000)^2 * 8760 = 3633(\text{ч}) \quad (43)$$

Переменные потери электрической энергии, зависящие от нагрузки:

$$\Delta \mathcal{E} = \tau * \sum \Delta P_{\text{макс}} = 3633 * 1,39 * 10^3 = 5049,87 * 10^3 (\text{кВт} * \text{ч}) \quad (44)$$

Определим величину постоянных потерь электроэнергии:

$$\Delta \mathcal{E}'' = T_p * \sum \Delta P_{\text{ХХ}} = 8760 * 0,206 * 10^3 = 1804,56 * 10^3 (\text{кВт} * \text{ч}) \quad (45)$$

Вычислим ежегодные затраты на возмещение потерь активной мощности и энергии:

$$Z_{\text{пот}} = Z_{\text{э}} * \Delta \mathcal{E} + Z_{\text{э}}'' * \Delta \mathcal{E}'', \quad (46)$$

где $Z_{\text{э}} = 134 \text{ коп/кВт} * \text{ч}$;

$Z_{\text{э}}'' = 110 \text{ коп/кВт} * \text{ч}$

$$Z_{\text{пот}} = 134 * 5049,87 * 10^3 + 110 * 1804,56 * 10^3 = 8751,8 (\text{тыс. руб.})$$

Вычислим суммарные эксплуатационные издержки по сети:

$$И = И' + Z_{\text{пот}} = 11,2 + 8751,8 = 8763 (\text{тыс. руб.}) \quad (47)$$

Определим приведенные народнохозяйственные затраты по первому варианту:

$$Z = E_H * K + И = 0,12 * 399,6 + 8763 = 8811 (\text{тыс. руб.}) \quad (48)$$

5.2 Техничко-экономические показатели второго варианта развития сети

Второй вариант предусматривает питание новой подстанции «Полевая» путем подключения к подстанции «Обручевка» и к подстанции «Измайловская». Для обеспечения надежного питания присоединенных потребителей и транзита мощности через подстанцию в нормальном и послеаварийном режимах принимаем две одноцепные линии марки АС-120, протяженности которых 18 км каждая. Расчетные данные по линии электропередачи с выбранными проводами приведены в таблице 20.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Таблица 20 – Расчетные данные линии электропередачи

ЛЭП	Длина l , км	Число цепей	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	Марка провода	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	$B_0^* 10^6$, См/км
п/ст «Обручев-ка» - п/ст «Полевая»	18	1	110	АС-120	0,249	0,427	2,66
п/ст «Измай-ловская» - п/ст «Полевая»	18	1	110	АС-120	0,249	0,427	2,66

Параметры новых линий определим по формулам:

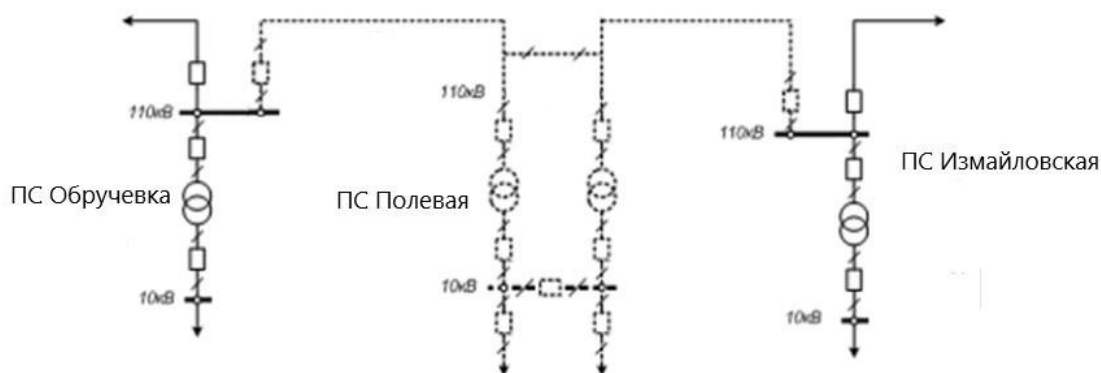
$$R_{\text{л}} = R_0 * l = 0,249 * 18 = 4,48 \text{ (Ом)}. \quad (49)$$

$$X_{\text{л}} = X_0 * l = 0,427 * 18 = 7,68 \text{ (Ом)}.$$

$$B_{\text{л}} = B_0 * l = 2,66 * 18 = 47,88 \text{ (См)}.$$

Схема второго варианта подключения подстанции имеет вид, представленный на рисунке 4.

Рисунок 4 – Фрагмент схемы второго варианта подключения



Произведем расчет максимального режима сети на ПК.

Полученные данные об узлах и ветвях расчетной схемы в соответствии с требованиями программы RASTR приведены на рисунке 5.

Рисунок 5 – Данные об узлах и ветвях после расчета максимального режима.

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/р	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1			ЛЭП	1	2			Сибай СПП - ПС Кизил ВН	0,24	0,42	0,0				-30	-10		166
2			ЛЭП	2	3			ПС Кизил ВН - Отпайка 110 кВ	2,49	4,27	26,6				-21	-5		114
3			ЛЭП	3	4			Отпайка 110 кВ - ПС Обручевка	4,88	8,54	53,2				-19	-3		105
4			ЛЭП	3	16			Отпайка 110 кВ - ПС Снородинка	0,73	1,28	8,0				-1	-1		10
5			ЛЭП	4	5			ПС Обручевка - ПС Измайловская	6,10	10,58	66,4				-10	0		54
6			ЛЭП	5	6			ПС Измайловская - ПС Полоцкая ВН	12,20	21,35	132,9				-12	8		81
7			ЛЭП	6	7			ПС Полоцкая ВН - ПС Путь Октября	6,10	10,68	66,4				-5	-6		43
8			ЛЭП	7	8			ПС Путь Октября - ПС Зингейка	3,66	6,41	39,9				-3	-3		24
9			ЛЭП	8	9			ПС Зингейка - ПС Кацбах	4,15	7,26	45,2				-2	-2		15
10			ЛЭП	5	10			ПС Измайловская - ПС Красногвардейская ВН	3,66	6,41	39,9				-3	-5		30
11			ЛЭП	19	11			ПС Красногвардейская СН - ПС Богдановка	4,51	6,51	39,2				1	-1		24
12			ЛЭП	11	12			ПС Богдановка - Отпайка 35 кВ	2,95	3,11	17,8				2	0		41
13			ЛЭП	12	13			Отпайка 35 кВ - ПС Грязнушенская	1,69	1,75	10,2				0	0		9
14			ЛЭП	12	14			Отпайка 35 кВ - ПС Покровка	2,11	2,22	12,7				3	0		48
15			ЛЭП	14	17			ПС Покровка - ПС Кизил СН	4,22	4,44	25,5				4	1		62
16			ЛЭП	6	15			ПС Полоцкая ВН - ПС Снежная	9,76	17,08	106,3				-3	18		102
17			Тр-р	2	17			ПС Кизил ВН - ПС Кизил СН				0,320			-4	-1		20
18			Тр-р	2	18			ПС Кизил ВН - ПС Кизил НН				0,090			-6	-4		37
19			Тр-р	10	19			ПС Красногвардейская ВН - ПС Красногвардей...				0,320			1	-1		8
20			Тр-р	10	20			ПС Красногвардейская ВН - ПС Красногвардей...				0,090			-4	-3		27
21			Тр-р	6	21			ПС Полоцкая ВН - ПС Полоцкая НН				0,090			-3	-2		20
22			ЛЭП	4	22			ПС Обручевка - ПС Полевая	4,48	7,68	47,9				-7	0		38
23			ЛЭП	5	22			ПС Измайловская - ПС Полевая	4,48	7,68	47,9				7	-1		37

Из результатов видно, что расчетные значения токов, протекающих по новым линиям электропередачи равны: для ЛЭП п/ст «Обручевка»-п/ст «Полевая» $I_p=38$ А, для ЛЭП п/ст «Измайловская»-п/ст «Полевая» $I_p=37$ А

Для проверки проводов по условию нагрева необходимо произвести расчет послеаварийного режима. Произведем расчет послеаварийного режима, поэтому отключим ЛЭП п/ст «Обручевка» - п/ст «Измайловская». Для ЛЭП п/ст «Обручевка»-п/ст «Полевая» $I_p=87$ А, а допустимый длительный ток $I_{доп}=390$ А, для ЛЭП п/ст «Измайловская»-п/ст «Полевая» $I_p=86$ А, а допустимый длительный ток $I_{доп}=390$ А.

Проанализировав результаты расчетов максимального и послеаварийного режимов можно сделать предварительное заключение о работоспособности намеченного варианта подключения подстанции.

5.2.1 Определение приведенных народнохозяйственных затрат

Зная параметры линий, питающих подстанцию «Полевая», при стоимости одного километра одноцепной линии марки АС-120 с железобетонными опорами номинальным напряжением 110 кВ 14,4 тыс. руб /км, определим капитальные затраты на сооружение ЛЭП.

$$K_{л} = K_{уд} * l = 14,4 * 2 * 18 = 518,4 (\text{тыс.руб}). \quad (50)$$

Определим затраты на сооружение подстанции:

$$K_{ПС} = K_{яч} + K_{тр} + K_{пост}, \quad (51)$$

где $K_{яч}$ – стоимость ячеек распределительных устройств;

$K_{тр}$ – стоимость трансформаторов;

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат

Так как выбранные трансформаторы, схемы ОРУ 110 кВ и ЗРУ 10 кВ и постоянная часть затрат одинаковы во всех двух вариантах, то затраты на сооружение подстанции не учитываем.

Суммарные капитальные затраты составят:

$$K = 518,4 \text{ тыс. руб.}$$

Затем произведем оценку ежегодных эксплуатационных издержек на амортизацию и затрат на возникновение потерь:

$$\begin{aligned} I &= I_{л} + I_{ПС} = (a_{ан} + a_{ол}) * K_{л} / 100 + (a_{ан} + a_{ол}) * K_{ПС} / 100 = \\ &= (2,4 + 0,4) * 518,4 / 100 = 14,5 (\text{тыс.руб.}) \end{aligned} \quad (52)$$

Для вычисления ежегодных затрат на возмещение потерь активной мощности и электроэнергии необходимо знать потери активной мощности в сети.

Суммарные переменные потери активной мощности берем из анализа сети как сумма потерь в ЛЭП и потерь в трансформаторах:

$$\sum \Delta P_{\text{макс}} = 0,79 + 0,6 = 1,39 (\text{МВт}) \quad (53)$$

Продолжительность использования наибольшей нагрузки $T_{\text{ноб}} = 5200$ ч.

$$\tau = (0,124 + T_{\text{ноб}} / 10000)^2 * 8760 = (0,124 + 5200 / 10000)^2 * 8760 = 3633 (\text{ч}) \quad (54)$$

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Переменные потери электрической энергии, зависящие от нагрузки:

$$\Delta \mathcal{E} = \tau * \sum \Delta P_{\text{макс}} = 3633 * 1,39 * 10^3 = 5049,87 * 10^3 \text{ (кВт*ч)} \quad (55)$$

Определим величину постоянных потерь электроэнергии:

$$\Delta \mathcal{E} = T_p * \sum \Delta P_{\text{ХХ}} = 8760 * 0,206 * 10^3 = 1804,56 * 10^3 \text{ (кВт*ч)} \quad (56)$$

Вычислим ежегодные затраты на возмещение потерь активной мощности и энергии:

$$Z_{\text{пот}} = Z_{\text{э}} * \Delta \mathcal{E} + Z_{\text{э}} * \Delta \mathcal{E}, \quad (57)$$

где $Z_{\text{э}} = 134 \text{ коп/кВт*ч}$;

$Z_{\text{э}} = 110 \text{ коп/кВт*ч}$

$$Z_{\text{пот}} = 134 * 5049,87 * 10^3 + 110 * 1804,56 * 10^3 = 8751,8 \text{ (тыс.руб.)}$$

Вычислим суммарные эксплуатационные издержки по сети:

$$И = И + Z_{\text{пот}} = 14,5 + 8751,8 = 8766,3 \text{ (тыс.руб.)} \quad (58)$$

Определим приведенные народнохозяйственные затраты по первому варианту:

$$Z = E_H * K + И = 0,12 * 518,4 + 8766,3 = 8828,5 \text{ (тыс.руб.)}$$

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

6 ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ П/СТ 110/10 кВ «ПОЛЕВАЯ»

6.1 Обоснование необходимости строительства п/ст 110/10 кВ «Полевая»

Необходимость строительства п/ст «Полевая» расположенной на территории Измайловского и Обручевского сельских поселений следующими факторами:

- необходимо покрытие дефицита мощности, вызванного строительством объектов в рамках программы развития сельского хозяйства.
- необходимо повышение надежности электроснабжения потребителей на территории Измайловского и Обручевского сельских поселений.

6.2 Выбор силовых трансформаторов п/ст «Полевая»

В соответствии с приведенными нагрузками потребителей, учитывая требования к надежности электроснабжения потребителей II категорий и к качеству электроэнергии, на подстанции устанавливаются два трансформатора напряжением 110 / 10 кВ.

Номинальная мощность трансформаторов выбирается по расчетной максимальной мощности потребителей. При двухтрансформаторной подстанции мощность каждого из трансформаторов выбирается из условия:

Номинальная мощность трансформатора выбирается по расчетной максимальной мощности потребителя:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_p}{2 \cdot 0,7}, \quad (59)$$

где $S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

S_p – расчётная нагрузка потребителей (полная максимальная нагрузка подстанции), МВА.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

При таком выборе в аварийном режиме оставшийся в работе один трансформатор должен обеспечить нормальное электроснабжение всех потребителей II категории надежности, перегружаясь при этом не более чем на 40 %. Следовательно:

$$S_{ном.т} \geq \frac{3,292}{2 \cdot 0,7} = 2,351 \text{ МВА.}$$

Для двухтрансформаторных подстанций рекомендуется выбирать однотипные трансформаторы. Принимаем к установке трансформаторы номинальной мощностью по 6,3 МВА каждый, типа ТМН – 6300/110 напряжением 110 / 10 кВ с регулированием напряжения под нагрузкой.

Силовые трансформаторы проверяются по коэффициенту загрузки. В нормальном режиме коэффициент загрузки определяется по формуле:

$$K_z = \frac{S_{расч}}{n \cdot S_{ном.т}}, \quad (60)$$

в послеаварийном режиме коэффициент загрузки

$$K_{з.ав} = \frac{S_{расч}}{(n-1) \cdot S_{ном.т}}, \quad (61)$$

где n – количество трансформаторов.

Следовательно, коэффициент загрузки в нормальном режиме составит:

$$K_z = \frac{3,292}{2 \cdot 6,3} = 0,26$$

Следовательно, загрузка трансформаторов в нормальном режиме составляет 26 % от номинальной.

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_z = \frac{3,292}{(2-1) \cdot 6,3} = 0,52.$$

Т.е. при отключении одного трансформатора оставшийся в работе покрывает 100 % нагрузки, при этом его загрузка возрастает до 52% от номинальной.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

Окончательно выбираем к установке силовые трансформаторы типа ТМН – 6300 / 110. Замена трансформаторов в перспективе на более мощные не предусматривается.

Таблица 20 – Паспортные данные трансформатора

Тип ТМН- 6,3/110	$S_{ном}$, МВА 6,3	Каталожные данные				Расчетные данные		
		$U_{ном}$, кВ		U_k , %	ΔP_x , кВт	R_T , Ом	x_T , Ом	ΔQ_x , кВАр
		ВН	НН					
		115	11	10,5	11,5	14,7	220,4	50,4

Переключающее устройство РПН трансформаторов осуществляется изменением коэффициента трансформации посредством переключения ответвлений трансформаторной обмотки. Переключающее устройство приводится в действие моторным приводом, который дает возможность использовать местное, дистанционное и автоматическое управление.

Переключение устройства РПН трансформаторов, находящихся под напряжением, вручную (рукояткой) запрещается.

Устройство РПН обеспечивает регулирование напряжения на подстанции в пределах $\pm 9 \times 1,78$ %. Устройство регулирования обеспечивает поддержание напряжения на шинах 10 кВ подстанции в пределах не ниже 105 % от номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100 % от номинального в период наименьших нагрузок.

6.3 Выбор сечения проводов питающих ЛЭП

Сечение проводов и кабелей выбирают по техническим и экономическим соображениям. Выбор проводов ЛЭП, питающих подстанцию «Полевая», осуществляется по условиям короны, по экономической плотности тока и по длительно допустимому току нагрева.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выбор сечения проводов воздушных линий напряжением 110 кВ по экономической плотности тока производится следующим образом. Экономически целесообразное сечение ($F_{эк}$):

$$F_{эк} = \frac{I_{расч}}{j_{эк}}, \quad (62)$$

где $j_{эк}$ – нормированное значение экономической плотности тока, для заданных условий работы.

Число часов использования максимального перетока мощности по ВЛ составит примерно 5500 часов.

При этом экономическая плотность тока по ПУЭ составит $j_{эк} = 0,8 \text{ А/мм}^2$.

Для двух параллельно работающих линий

$$I_{расч} = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (63)$$

Тогда экономически целесообразное сечение составит:

$$I_{расч} = \frac{3292}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 8,64 \text{ А},$$

$$F_{эк} = \frac{8,64}{0,8} = 10,8 \text{ мм}^2.$$

К установке по экономической плотности тока принимается провод АС-30/8.

Минимально допустимое значение сечения провода по условиям короны для напряжения 110 кВ составляет 70 мм^2 .

Предлагается каждую питающую линию выполнить проводами марки АС-120/19. Допустимый ток для выбранного провода составляет 390 А.

Произведем проверку сечения по допустимому току. Поскольку часть потребителей подстанции относятся к II категории по надежности электроснабжения, то за расчетные токи потребителей принимают токи утяжеленного – послеаварийного режима.

$$I_{расч. утяж} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (64)$$

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для параллельно работающих линий, питающих подстанцию, рассчитаем ток послеаварийного режима

$$I_{\text{расч. утяж}} = \frac{3292}{\sqrt{3} \cdot 110} = 17,27 \text{ А.}$$

Проверка по допустимому току удовлетворительна если выполняется условие:

$$I_{\text{расч. утяж}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (65)$$

$$17,27 < 390.$$

Можно сделать вывод о том, что выбранный провод марки АС-120/19 удовлетворяет условиям строительства и может быть принят для питания подстанции.

6.4 Выбор схемы подстанции

Потребитель, получающий питание от п/ст 110/10 кВ «Полевая» относится к 3 категории по надежности электроснабжения. Это, в соответствии с ПУЭ предъявляет к системе электроснабжения следующие требования:

- питание потребителей должно производиться от двухтрансформаторной подстанции;

- перерыв в электроснабжении потребителей при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

В соответствии с типовыми проектными решениями, учитывая количество присоединений, принята следующая принципиальная схема распределительного устройства:

110 кВ – «два блока с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Данная схема применяется на напряжении 35-220 кВ, для тупиковых и ответвительных двухтрансформаторных подстанций.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Главная схема подстанции изображена на рисунке 6.

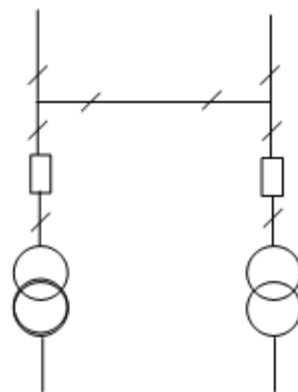


Рисунок 6 – Схема подстанции 110-4Н

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

7 ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Электрические аппараты и токоведущие устройства работают при эксплуатации в трех основных режимах: длительном, перегрузки и короткого замыкания.

В длительном режиме надежная работа аппаратов и токоведущих устройств обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и току.

В режиме перегрузки работа аппаратов и других устройств электрических установок обеспечивается ограничением значения и длительности повышения значений напряжения или тока в таких пределах, при которых еще гарантируется нормальная работа электрических установок за счет запаса прочности.

В режиме короткого замыкания надежная работа аппаратов и токоведущих устройств обеспечивается соответствием выбранных параметров устройств условиям термической и электродинамической стойкости. Для выключателей, предохранителей и выключателей нагрузки добавляется условие выбора их по отключающей способности.

Примем ток трехфазного короткого замыкания на стороне 110 кВ п/ст «Полевая» 30 кА и значение ударного коэффициента $k_{уд} = 1,8$ исходя из исходных данных.

При выборе оборудования нужно обращать особое внимание на технические характеристики и унификацию применяемого оборудования. Рекомендуется выбирать новейшие разработки с улучшенными рабочими и эксплуатационными характеристиками. Электрические аппараты выбирают по роду установки, конструктивному исполнению, номинальному напряжению и номинальному току. Значения номинальных параметров аппаратов должны быть больше или равны расчетным значениям аналогичных параметров сети.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

7.1 Выбор высоковольтных выключателей

Выключатели и разъединители распределительных устройств выбираются однотипными на одном напряжении для всех цепей данного распределительного устройства и проверяются по наиболее тяжелым условиям короткого замыкания.

Исходя из сказанного выше, выбор и проверка выключателей производится по следующим критериям:

По номинальному напряжению

$$U_{НОМ} \geq U_{С.НОМ}, \quad (66)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение выключателя (аппарата);

$U_{С.НОМ}$ – номинальное напряжение сети, в которой устанавливается выключатель.

По длительно допустимому току

$$I_{НОМ} \geq I_{РАБ.маx}, \quad (67)$$

где $I_{НОМ}$ – номинальный ток выключателя;

$I_{РАБ.маx}$ – максимальный рабочий ток цепи, в которой устанавливается выключатель (аппарат), в качестве него принимают ток утяжеленного режима после отключения одной из параллельно работающих цепей.

По отключающей способности на отключение периодической составляющей расчетного тока КЗ

$$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{П\tau}, \quad (68)$$

где $I_{ОТКЛ.НОМ}$ – номинальный ток отключения выключателя;

$I_{П\tau}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент τ расхождения контактов выключателя (обычно $I_{П\tau} = I_K^{(3)}$).

По электродинамической стойкости

$$i_{ДИН} \geq i_{УД}, \quad (69)$$

где $i_{ДИН}$ – амплитудное значение тока динамической стойкости;

$i_{УД}$ – ударный ток трехфазного КЗ.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Расчетные и каталожные данные по выбору выключателей сведены в таблицу 21.

Таблица 21-Выбор выключателей подстанции «Полевая».

Место установки	Тип	Каталожные данные	Расчетные параметры	Условия выбора
ВЛ 110 кВ	ВЭБ-110	$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{С.НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{С.НОМ}$
		$I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$	$I_{РАБ.маx} = 17,27 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{РАБ.маx}$
		$I_{ОТКЛ.НОМ} = 40 \text{ кА}$	$I_{П\tau} = 30 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{П\tau}$
		$i_{ДИН} = 102 \text{ кА}$	$i_{УД} = 76,4 \text{ кА}$	$i_{ДИН} \geq i_{УД}$
Ввод в ЗРУ 10 кВ, СВВ	ВВ/TEL-10-31,5/1600	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{С.НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{С.НОМ}$
		$I_{НОМ} = 1600 \text{ А}$	$I_{РАБ.маx} = 523 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{РАБ.маx}$
		$I_{ОТКЛ.НОМ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{П\tau} = 2,87 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{П\tau}$
		$i_{ДИН} = 80 \text{ кА}$	$i_{УД} = 7,3 \text{ кА}$	$i_{ДИН} \geq i_{УД}$
Отходящие ЛЭП	ВВ/TEL-10-31,5/630	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{С.НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{С.НОМ}$
		$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$I_{РАБ.маx} = 523 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{РАБ.маx}$
		$I_{ОТКЛ.НОМ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{П\tau} = 2,87 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{П\tau}$
		$i_{ДИН} = 80 \text{ кА}$	$i_{УД} = 7,3 \text{ кА}$	$i_{ДИН} \geq i_{УД}$

7.2 Выбор разъединителей 110 кВ

Выбор разъединителей осуществляется по номинальному напряжению и току в утяжеленном режиме, а проверяется на термическую и динамическую стойкость. Выбор разъединителей в ОРУ 110 кВ ПС «Полевая» представлен в таблице 22.

Таблица 22-Выбор разъединителей.

Место установки	Тип разъединителя	Каталожные данные	Расчетные параметры	Условия выбора
ОРУ 110 кВ	РДЗ-110Б/1000	$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{С.НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{С.НОМ}$
		$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{РАБ.маx} = 17,27 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{РАБ.маx}$
		$i_{ДИН} = 80 \text{ кА}$	$i_{УД} = 76,4 \text{ кА}$	$i_{ДИН} \geq i_{УД}$

К установке принимается трехполюсный разъединитель, с ручным приводом собственным и заземляющих ножей.

8 МОЛНИЕЗАЩИТА П/СТ «ПОЛЕВАЯ»

Для защиты зданий и сооружений от прямого удара молнии (ПУМ) используются стержневые и тросовые молниеотводы. Для защиты зданий разных назначений, а также специальных сооружений, к каковым относятся открытые распределительные устройства (ОРУ) электрических станций и подстанций, чаще всего используются стержневые молниеотводы.

Разработка защиты от ПУМ является достаточно сложной задачей, решаемой при проектировании объектов в соответствии с действующими руководящими документами. В учебных целях достаточно ограничиться рассмотрением одного из важнейших вопросов - расстановки молниеотводов и расчёта их зон защиты, в которых должны располагаться все защищаемые объекты.

Расчет произведем в программе «Flashprot».

Территория подстанции площадью $S=1610 \text{ м}^2$ относится к зоне с надежностью защиты $P_3 = 0,99$.

Выполним автоматическую расстановку молниеотводов высотой $h=19 \text{ м}$ на подстанции 110 кВ при $h_{33}=11 \text{ м}$ по действующей методике.

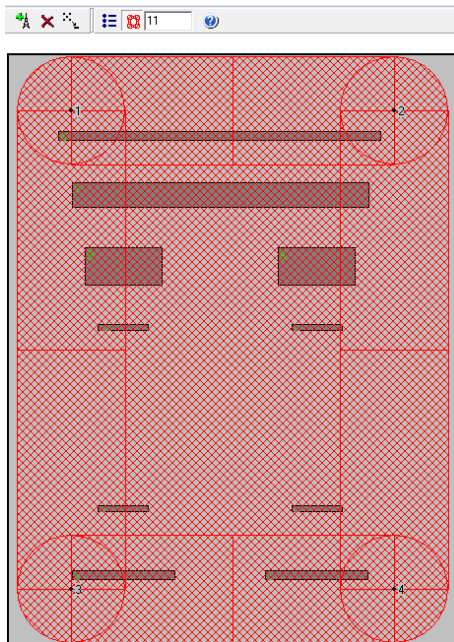


Рисунок 4 - Автоматическая расстановка молниеотводов высотой $h=19 \text{ м}$ на подстанции 110 кВ при $h_{33}=11 \text{ м}$ по действующей методике.

									Лист
									55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР

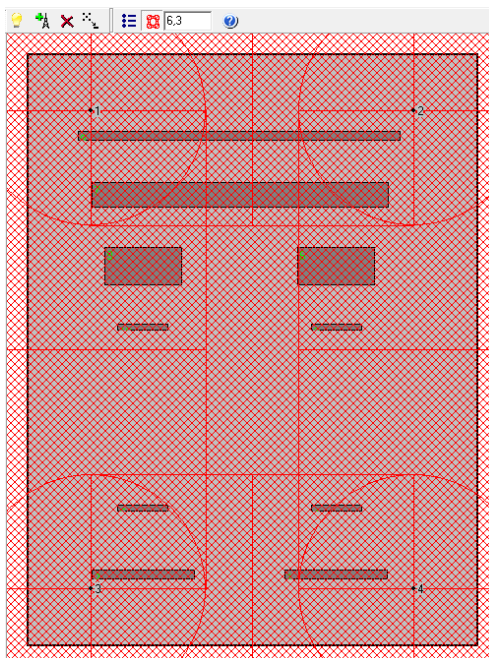


Рисунок 5 - Автоматическая расстановка молниеотводов высотой $h=19$ м на подстанции 110 кВ при $h_{33}=6,3$ м по действующей методике.

Выполним коррекцию расстановки молниеотводов:

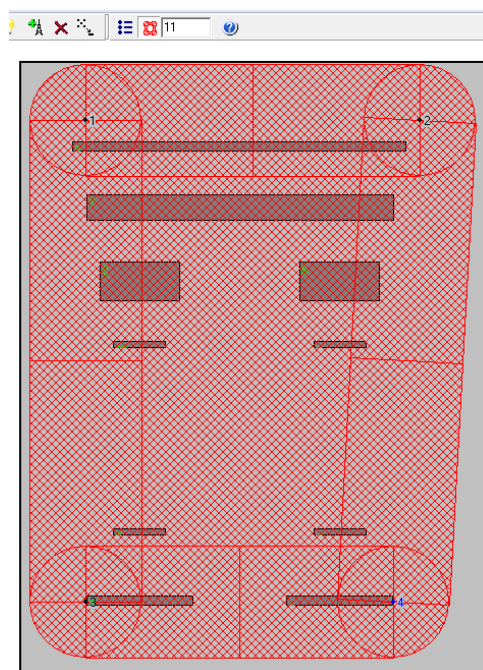


Рисунок 6 – Коррекция расстановки молниеотводов при $h_{33}=11$ м.

Для оптимальной расстановки молниеотводов выполним оптимизацию высот.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

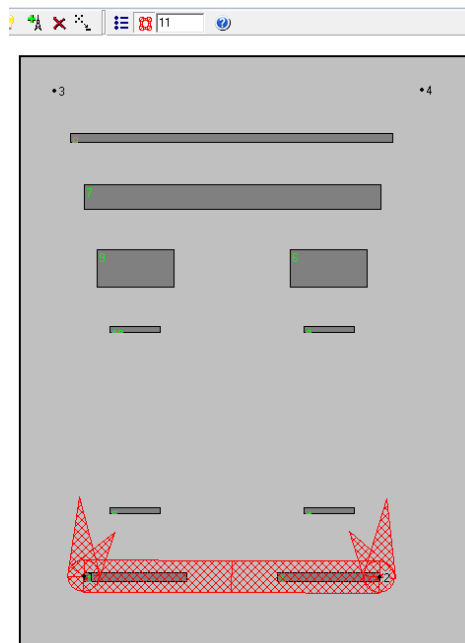


Рисунок 7 – Оптимизация высот молниеотводов при $h_{33}=11$ м.

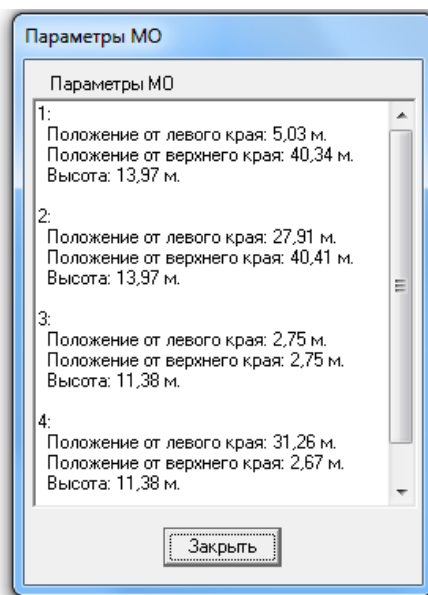


Рисунок 8 – Высоты молниеотводов после оптимизации.

Исходя из полученных данных делаем вывод, что целесообразно установить молниеотводы меньшей высоты.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ «ПОЛЕВАЯ»

Тип схемы ОРУ-110 подстанции «Полевая» представляет собой два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. Выберем устройства РЗиА для секционного выключателя на данной подстанции.

9.1 Общие требования, предъявляемые к устройствам релейной защиты

Согласно [1] электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

1. автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с помощью выключателей; если повреждение непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал;

2. реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы (например, перегрузку, повышение напряжения в обмотке статора гидрогенератора); в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения.

Устройства релейной защиты, [1] должны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части системы (устойчивая работа электрической системы и электроустановок потребителей, обеспечение возможности восстановления нормальной работы путем успешного действия АПВ и АВР, самозапуска электродвигателей, втягивания в синхронизм и пр.) и ограничения области и степени повреждения элемента.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

Релейная защита [1], действующая на отключение, как правило, должна обеспечивать селективность действия с тем, чтобы при повреждении какого-либо оборудования электроустановки отключался только этот поврежденный элемент.

Допускается неселективное действие защиты (исправляемое последующим действием АПВ или АВР):

- а) для обеспечения, если это необходимо, ускорения отключения КЗ;
- б) при использовании упрощенных главных электрических схем с отделителями в цепях линий или трансформаторов, отключающими поврежденный элемент в бестоковую паузу.

Надежность функционирования релейной защиты [1] (срабатывание при появлении условий на срабатывание и несрабатывание при их отсутствии) должна быть обеспечена применением устройств, которые по своим параметрам и исполнению соответствуют назначению, а также надлежащим обслуживанием этих устройств. При необходимости следует использовать специальные меры повышения надежности функционирования, в частности схемное резервирование, непрерывный или периодический контроль состояния и др. Должна также учитываться вероятность ошибочных действий обслуживающего персонала при выполнении необходимых операций с релейной защитой.

Выбор фирмы – производителя

Для защиты присоединений подстанции используем шкафы производства НПП «ЭКРА». ООО НПП «ЭКРА» организовано в 1991 г. ведущими специалистами ВНИИР (г. Чебоксары) в области релейной защиты, электроавтоматики и противоаварийной автоматики для электроэнергетики.

Основным видом деятельности предприятия является разработка и производство сложных комплектных устройств релейной защиты и электроавтоматики, основанных на применении новейшей микропроцессорной элементной базы и информационных технологий. Предприятие выполняет научно-

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

исследовательские и опытно-конструкторские работы, ведет производство и выпуск, осуществляет наладку и ввод в эксплуатацию комплектных устройств релейной защиты и электроавтоматики.

Все устройства релейной защиты и автоматики соответствуют требованиям стандартов России, требованиям Международной Электротехнической Комиссии (МЭК-IEC), современным требованиям ведомственных документов РАО "ЕЭС России", а также сертифицированы независимым испытательным центром, аккредитованным Госстандартом России. Устройства по своим техническим и экономическим характеристикам находятся на уровне с устройствами аналогичного назначения таких известных транснациональных фирм, как SIEMENS, ABB, ALSTOM.

9.2 Защита и автоматика силовых трансформаторов Т1(Т2)

9.2.1. Силовой трансформатор Т1 состав комплекса защит, автоматики и управления

ОПУ. П.3У «1С 110 кВ. ТН 6 кВ. Трансформатор Т1» - оперативное управление: выключателями В 110 Т1, 1ВВ 6 Т1, 3ВВ 6 Т1, оперативным током управления выключателем В 110 Т1, оперативным током защит Т1; измерения по стороне 110 и 6 кВ трансформатора Т1.

ОПУ. П.3Р «Основные защиты Т1» - комплект основных защит трансформатора на МП терминале БЭ2704 V045 шкаф ШЭ2607 045 «НПП ЭКРА».

ОПУ. П.4Р «АУВ В 110 Т1. АРНТ Т1. Резервные защиты Т1.» - АУВ В 110 Т1 и комплект резервных защит трансформатора на МП терминале БЭ2704 V073, комплект автоматики управления РПН Т1 на МП терминале БЭ25020501 в составе шкафа ШЭ2707 158 «НПП ЭКРА».

ОРУ 110кВ. В 110 Т1 – оперативное управление взводом пружин включения и обогревом выключателя, местное управление приводом выключателя, сигнализаторы плотности элегаза выключателя фаз А, В, С, трансформаторы тока 110 кВ

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

встроенные во ввода 110кВ выключателя комплекты: ТА12 ДЗТ Т1 в шкаф основных защиты, ТА11 МТЗ 110 Т1 в шкаф резервных защиты, ТА10 ток 110 кВ Т1 в РАС АУРА, ТА8 ток 110 кВ Т1 измерения. На опоре рамы выключателя установлен шкаф ДМТЗ 110 Т1 на базе ДМТЗ – 02М.

ОРУ 110кВ. Т1 – оперативное управление автоматикой обдува трансформатора, местное управление приводом РПН Т1, газовое реле, струйное реле, указатели уровня масла расширителя основного бака и контактора РПН, трансформаторы тока 110 кВ встроенные во ввода 110кВ трансформатора комплект ТА7 ДМТЗ 110 Т1 в шкаф ДМТЗ – 02М.

ЗРУ 6кВ. Ячейка №104 «1ВВ 6 Т1» - оперативное управление: выключателем 1ВВ 6 Т1, опертоком управления выключателем 1ВВ 6 Т1, оперативным током защит 1ВВ 6 Т1, комплект АУВ и защиты 1ВВ 6 Т1 на МП терминале БЭ2502А 0303 «НПП ЭКРА», трансформаторы тока 6 кВ в 3-х фазах комплекты: ТА3 ДЗТ Т1 в шкаф основных защит, ТА4 МТЗ 6 кВ 1ВВ 6 Т1, ТА2 измерения и контроль тока в АРНТ Т1.

ЗРУ 6кВ. Ячейка №310 «3ВВ 6 Т1» - оперативное управление: выключателем 3ВВ 6 Т1, опертоком управления выключателем 3ВВ 6 Т1, оперативным током защит 3ВВ 6 Т1, комплект АУВ и защиты 3ВВ 6 Т1 на МП терминале БЭ2502А 0303 «НПП ЭКРА», трансформаторы тока 6 кВ в 3-х фазах комплекты: ТА3 ДЗТ Т1 в шкаф основных защит, ТА4 МТЗ 6 кВ 3ВВ 6 Т1, ТА2 измерения и контроль тока в АРНТ Т1.

9.3 Силовой трансформатор Т2 состав комплекса защит, автоматики и управления

ОПУ. П. 1У «2С 110 кВ. ТН 6 кВ. Трансформатор Т2» - оперативное управление: выключателями В 110 Т2, 2ВВ 6 Т2, 4ВВ 6 Т2, оперативным током управления выключателем В 110 Т2, оперативным током защит Т2; измерения по стороне 110 и 6 кВ трансформатора Т2.

ОПУ. П. 4Р «Основные защиты Т2» - комплект основных защит трансформатора на МП терминале БЭ2704 V045 шкаф ШЭ2607 045 «НПП ЭКРА».

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

ОПУ. П. 5Р «АУВ В 110 Т2. АРНТ Т2. Резервные защиты Т2.» - АУВ В 110 Т2 и комплект резервных защит трансформатора на МП терминале БЭ2704 V073, комплект автоматики управления РПН Т2 на МП терминале БЭ25020501 в составе шкафа ШЭ2707 158 «НПП ЭКРА».

ОРУ 110кВ. В 110 Т2 – оперативное управление взводом пружин включения и обогревом выключателя, местное управление приводом выключателя, сигнализаторы плотности элегаза выключателя фаз А, В, С, трансформаторы тока 110 кВ встроенные во ввода 110кВ выключателя комплекты: ТА12 ДЗТ Т2 в шкаф основных защиты, ТА11 МТЗ 110 Т2 в шкаф резервных защиты, ТА10 ток 110 кВ Т2 в РАС АУРА, ТА8 ток 110 кВ Т2 измерения. На опоре рамы выключателя установлен шкаф ДМТЗ 110 Т2 на базе ДМТЗ – 02М.

ОРУ 110кВ. Т2 – оперативное управление автоматикой обдува трансформатора, местное управление приводом РПН Т2, газовое реле, струйное реле, указатели уровня масла расширителя основного бака и контактора РПН, трансформаторы тока 110 кВ встроенные во ввода 110кВ трансформатора комплект ТА7 ДМТЗ 110 Т2 в шкаф ДМТЗ – 02М.

ЗРУ 10кВ. Ячейка №204 «2ВВ 10 Т2» - оперативное управление: выключателем 2ВВ 10 Т2, опертоком управления выключателем 2ВВ 10 Т2, оперативным током защит 2ВВ 10 Т2, комплект АУВ и защиты 2ВВ 10 Т2 на МП терминале БЭ2502А 0303 «НПП ЭКРА», трансформаторы тока 10 кВ в 3-х фазах комплекты: ТА3 ДЗТ Т2 в шкаф основных защит, ТА4 МТЗ 10 кВ 2ВВ 6 Т2, ТА2 измерения и контроль тока в АРНТ Т2.

ЗРУ 10кВ. Ячейка №410 «4ВВ 10 Т2» - оперативное управление: выключателем 4ВВ 10 Т2, опертоком управления выключателем 4ВВ 10 Т2, оперативным током защит 4ВВ 10 Т2, комплект АУВ и защиты 4ВВ 10 Т2 на МП терминале БЭ2502А 0303 «НПП ЭКРА», трансформаторы тока 10 кВ в 3-х фазах комплекты: ТА3 ДЗТ Т2 в шкаф основных защит, ТА4 МТЗ 10 кВ 4ВВ 10 Т2, ТА2 измерения и контроль тока в АРНТ Т2.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

9.4 Силовые трансформаторы Т1 и Т2, объём защит, автоматики сигнализации

Газовая защита основного бака трансформатора на сигнал:

- основные защиты Т1 и Т2 (терминал БЭ2704 V045 шкаф ШЭ2607 045).

Газовая защита основного бака трансформатора на отключение:

- основные защиты Т1 и Т2 (терминал БЭ2704 V045 шкаф ШЭ2607 045);
- резервные защиты Т1 и Т2 (терминал БЭ2704 V073 в шкафу ШЭ2707 158).

Струйная защита контактора РПН трансформатора на отключение:

- основные защиты Т1 и Т2 (терминал БЭ2704 V045 шкаф ШЭ2607 045);
- резервные защиты Т1 и Т2 (терминал БЭ2704 V073 в шкафу ШЭ2707 158).

ДЗТ дифференциальная токовая защита трансформатора:

- основные защиты Т1 и Т2 (терминал БЭ2704 V045 шкаф ШЭ2607 045).

МТЗ 110 максимальная токовая защита стороны ВН трансформатора:

- основные защиты Т1 и Т2 (терминал БЭ2704 V045 шкаф ШЭ2607 045);
- резервные защиты Т1 и Т2 (терминал БЭ2704 V073 в шкафу ШЭ2707 158).

Оперативное ускорение МТЗ 110 трансформатора:

- резервные защиты Т1 и Т2 (терминал БЭ2704 V073 в шкафу ШЭ2707 158).

ДМТЗ 110 дополнительная МТЗ 110 трансформатора:

- шкаф ДМТЗ - 02М на ОРУ 110 кВ.

МТЗ 10 максимальная токовая защита НН1, НН2 трансформатора, ускорение МТЗ 10 при включении вводного выключателя 10 кВ, УРОВ вводного выключателя 10 кВ:

- 1ВВ 10 Т1 яч. №104 терминал БЭ2502А 0303;
- 3ВВ 10 Т1 яч. №310 терминал БЭ2502А 0303;
- 2ВВ 10 Т2 яч. №204 терминал БЭ2502А 0303;
- 4ВВ 10 Т2 яч. №410 терминал БЭ2502А 0303.

Перегрузка по току 110 кВ трансформатора сигнал:

- основные защиты Т1 и Т2 (терминал БЭ2704 V045 шкаф ШЭ2607 045).

Перегрузка по току 10 кВ трансформатора сигнал:

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

- основные защиты Т1 и Т2 (терминал БЭ2704 V045 шкаф ШЭ2607 045).

Пуск обдува по току 110 кВ, по току 6 кВ трансформатора:

- основные защиты Т1 и Т2 (терминал БЭ2704 V045 шкаф ШЭ2607 045).

Автоматика управления обдувом по температуре трансформатора:

- шкаф обдува трансформатора Т1 и Т2.

Перегрев трансформатора сигнал:

- шкаф обдува трансформатора Т1 и Т2;

- основные защиты Т1 и Т2 (терминал БЭ2704 V045 шкаф ШЭ2607 045).

Снижение уровня масла в расширителе трансформатора сигнал:

- основные защиты Т1 и Т2 (терминал БЭ2704 V045 шкаф ШЭ2607 045).

АРНТ автоматика регулирования напряжения трансформатора:

- автоматика управления РПН Т1, Т2 (терм. БЭ25020501 в шкафу ШЭ2707 158).

Блокировка РПН по току 110 кВ трансформатора:

- основные защиты Т1 и Т2 (терминал БЭ2704 V045 шкаф ШЭ2607 045).

АУВ В 110 автоматика управления выключателем 110 кВ трансформатора:

- АУВ В 110 Т1 и Т2 (терминал БЭ2704 V073 в шкафу ШЭ2707 158).

АУВ В 10 автоматика управления вводными выключателями 10 кВ трансформатора:

- 1ВВ 6 Т1 яч. №104 терминал БЭ2502А 0303;

- 3ВВ 6 Т1 яч. №310 терминал БЭ2502А 0303;

- 2ВВ 6 Т2 яч. №204 терминал БЭ2502А 0303;

- 4ВВ 6 Т2 яч. №410 терминал БЭ2502А 0303.

9.5. Комплект защит, автоматики и сигнализации вводных выключателей 10 кВ трансформатора Т1 (Т2).

Защита, автоматика и сигнализация вводных выключателей 10 кВ силовых трансформаторов Т1 и Т2 реализована на микропроцессорных терминалах БЭ2502

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

А0303 (НПП ЭКРА) в составе ячеек вводов питающих соответствующие секции 1С, 2С 10 кВ и включает в себя следующие функции:

- максимальная токовая защита ввода 10 кВ трансформатора МТЗ 10;
- ускорение МТЗ 10 при включении вводного выключателя 10 кВ;
- логическая защита шин ЛЗШ 10 секции 10 кВ;
- защита минимального напряжения ЗМН 10 ввода 10 кВ;
- АВР 10 с действием на включение секционного выключателя 10 кВ;
- УРОВ вводного выключателя 10 кВ с действием в комплект основных защит трансформатора для отключения трансформатора со всех сторон;
- приём и реализация внешней команды от комплектов основных и резервных защит трансформатора на отключение вводного выключателя 10 кВ;
- приём и реализация с контролем по току внешних команд срабатывания УРОВ отходящих линий секции 10 кВ и СВ 10 («УРОВ на себя»);
- приём и реализация без контроля по току внешних команд срабатывания ЗДЗ секции 10 кВ;
- автоматика управления вводным выключателем 10 кВ АУВ 10 кВ;
- сигнализация неисправности цепей управления выключателя 10 кВ;
- сигнализация неисправности цепей защит ЛЗШ 10, ЗМН 10 и цепей команд ЗДЗ, команд УРОВ от присоединений секции 10 кВ.

9.6 Комплект защит, автоматики и сигнализации секционных выключателей 10 кВ.

Защита, автоматика и сигнализация секционных выключателей 10 кВ реализована на микропроцессорных терминалах БЭ2502 А0201 (НПП ЭКРА) в составе ячеек секционирующие соответствующие секции 1С, 2С 10 кВ и включает в себя следующие функции:

- максимальная токовая защита СВ 10 кВ МТЗ 10;

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

- ускорение МТЗ 10 при включении секционного выключателя 10 кВ;
- логическая защита шин ЛЗШ 10 секции 10 кВ;
- АВР 10 приём и реализация команды включения от защит ввода 10 кВ;
- УРОВ секционного выключателя 10 кВ с действием в комплект защит вводного выключателя 10 кВ;
- приём и реализация с контролем по току внешних команд срабатывания УРОВ отходящих линий секции 10 кВ («УРОВ на себя»);
- приём и реализация без контроля по току внешней команды срабатывания ЗДЗ секции 10 кВ;
- автоматика управления секционным выключателем 10 кВ АУВ 10 кВ;
- сигнализация неисправности цепей управления выключателя 10 кВ;
- сигнализация неисправности цепей защит ЛЗШ 10, ЗМН 10 и цепей команд ЗДЗ, команд УРОВ от защит отходящих линий двух секций 10 кВ.

9.7 Комплект защит, автоматики и сигнализации выключателей отходящих линий (ОЛ) 10 кВ, ТСН 10 кВ.

Защита, автоматика и сигнализация отходящих присоединений секций 10 в ЗРУ 10 кВ реализована на микропроцессорных терминалах БЭ2502 А0103 (НПП ЭКРА) в составе ячеек присоединений 10 кВ и включает в себя следующие функции:

- ОТСЕЧКА 10 (МТЗ-1 – первая ступень МТЗ)
- Максимальная токовая защита МТЗ 10 (МТЗ-2 – вторая ступень МТЗ);
- ПЕРЕГРУЗКА 10 (МТЗ-3 – третья ступень МТЗ) - только для ТСН;
- УСКОРЕНИЕ МТЗ 10 при включении выключателя 10 кВ;
- БЛОКИРОВКА ЛЗШ 10 секции 10 кВ (Пуск МТЗ 10 кВ блокирует ступень токовой защиты ЛЗШ в комплектах защит ввода секции и СВ 10 кВ);
- УРОВ выключателя 10 кВ с действием в комплект защит вводного секционного выключателей секции 10 кВ;

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

- АЧР, приём и реализация внешней команды «на отключение» от срабатывания АЧР в ячейке ТН 6,3 кВ секции 10 кВ;
- ЧАПВ, приём и реализация внешней команды «на включение» (с задержкой включения) от срабатывания ЧАПВ в ячейке ТН 6,3 кВ секции 10 кВ;
- ЗДЗ, приём и реализация без контроля по току внешней команды срабатывания ЗДЗ секции 10 кВ;
- автоматика управления выключателем 10 кВ АУВ 10 кВ;
- сигнализация неисправности цепей управления выключателя 10 кВ;
- сигнализация неисправности цепей команд ЗДЗ секций 10 кВ.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		67

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрено развитие Кизильского сетевого района с подключением новой подстанции «Полевая» 110 кВ. Для этого проведен анализ существующей схемы подстанции и прилегающей сети и представлены обоснования необходимой реконструкции.

В проекте был произведен выбор трансформаторов по коэффициенту загрузки, выбрана главная электрическая схема высшего напряжения подстанции – два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии, а также выключатели 110 и 10 кВ, ОПН, шины 10 кВ, выбран экономически выгодный вариант подключения подстанции, рассчитана молниезащита проектируемой подстанции.

На ПС «Полевая» для защиты и автоматики присоединений были установлены терминалы производства «ЭКРА». Были изучены функциональные возможности выбранных терминалов, выполнен расчет и выбор уставок устройств релейной защиты секционного выключателя.

					<i>13.04.02.2017.351.01 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68